

УТВЕРЖДЕНО
решением Совета директоров
АО «Орёлблэнерго»
Протокол №24
от «31» октября 2023г.

ПОЛОЖЕНИЕ
о технической политике
в распределительном электросетевом
комплексе
АО «Орёлблэнерго»

г. Орёл
2023 г.

Настоящее Положение о технической политике разработано для распределительного электросетевого комплекса АО «Орёлблэнерго», расположенного на территориях поселений г. Орла и районных центров области, (далее по тексту – Положение).

Положение определяет совокупность управленческих, технических и организационных мероприятий на ближайшую и долгосрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня, надежности и безопасности распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ, находящихся в ведении сетевой организацией АО «Орёлблэнерго» и на основе апробированных при эксплуатации, научно обоснованных технических решений и технологий,

Положение обязательно для применения всеми структурными подразделениями АО «Орёлблэнерго».

Положение рекомендуется для применения проектными, ремонтными, строительно-монтажными и наладочными организациями, выполняющими работы применительно к объектам распределительных электрических сетей АО «Орёлблэнерго».

Срок действия Положения: до 2029 года.

Корректировка произведена по состоянию на 01.01.2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Основные документы, послужившие основой для разработки Положения	5
Раздел 1. Введение	6
1.1. Современное состояние электрических сетей	7
1.1.1. Исходные условия	7
1.1.2. Проблемы распределительного электросетевого комплекса	10
1.1.3. Прогнозные показатели	11
1.2. Цель и задачи технической политики	12
Раздел 2. Основные направления и содержание технической политики в распределительных электрических сетях	14
2.1. Общие требования к электрическим сетям	14
2.2. Требования к выбору системы напряжений	15
2.3. Требования к схемам построения сетей	15
2.4. Трансформаторные подстанции и распределительные устройства	17
2.4.1. Требования к ТП 6-10/0,4 кВ	17
2.4.2. Требования к распределительным пунктам и РУ6-10 кВ	17
2.4.3. Силовые трансформаторы	19
2.4.4. Измерительные трансформаторы	20
2.4.5. Коммутационные аппараты	20
2.4.6. Ограничители перенапряжений	21
2.4.7. Статические компенсирующие устройства	21
2.4.8. Диагностика основного оборудования подстанций	22
2.4.9. Экология подстанций	22
2.4.10. Ограничения по применению оборудования	22
2.5. Воздушные линии электропередачи	23
2.5.1. Требования к воздушным линиям электропередачи	23
2.5.2. Требования к воздушным линиям 0,38 кВ	24
2.5.3. Опоры	24
2.5.4. Провода	24
2.5.5. Линейная арматура и изоляторы	25
2.5.6. Коммутационные линейные аппараты, реклоузеры	25
2.5.7. Защита ВЛ от грозовых перенапряжений	25
2.5.8. Диагностика ВЛ	26
2.5.9. Экология ВЛ	26
2.5.10. Требования к технологиям для ВЛ	26

2.5.11. Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ	26
2.6. Кабельные линии электропередачи	27
2.6.1. Требования к кабельным линиям	27
2.6.2. Схемы построения кабельных линий	27
2.6.3. Силовые кабели	27
2.6.4. Требования к кабельной арматуре	28
2.6.5. Защита от замыканий и перенапряжений кабельных линий	28
2.6.6. Диагностика кабельных линий	28
2.6.7. Требования к технологиям прокладки кабельных линий	29
2.6.8. Ограничения по применению технологий и оборудования	29
2.7. Устройства релейной защиты и автоматики	29
2.7.1. Техническая политика в области релейной защиты и автоматики	29
2.7.2. Основные функции устройств релейной защиты и автоматики	29
2.7.3. Основные требования к новым системам защиты и автоматики	30
2.7.4. Селективная защита от однофазных замыканий на землю	31
2.7.5. Схемы и системы питания вторичных цепей	31
2.8. Автоматизированные системы управления сетевыми объектами РСК	32
2.8.1. Основные задачи технической политики АСУ	32
2.8.2. Базовые принципы автоматизации	33
2.8.3. Автоматизированная система технологического управления	33
2.8.4. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического	34
2.8.5. Информационно-измерительные системы коммерческого учета и интеллектуальные системы учета электроэнергии	37
2.8.6. Сети связи в распределительных электрических сетях	40
2.9. Режимы работы сетей и управление режимами	42
2.9.1. Расчеты установившихся режимов	42
2.9.2. Регулирование напряжения	42
2.10. Эксплуатация электрических сетей	43
2.10.1. Технические требования к эксплуатации сетей	43
2.10.2. Организация технического обслуживания и ремонтов	43
2.10.3. Организация и проведение капитального ремонта	44
2.10.4. Общие требования к мониторингу технического состояния	46
Раздел 3. Реализация технической политики в распределительных электрических сетях	46
3.1. Схемы развития электрических сетей	47

3.1.1. Цель разработки Схем	47
3.1.2. Требования к Схемам развития сетей	47
3.1.3. Формат Схем развития сетей	48
3.1.4. Техническая и информационная основа разработки Схем	48
3.1.5. Выбор и обоснование принятых решений	49
3.2. Программа (инвестиционная) строительства, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей	50
3.2.1. Структура программы	50
3.2.2. Мероприятия по повышению сетевой надежности	51
3.2.3. Мероприятия по обеспечению качества электроэнергии	52
3.2.4. Мероприятия по повышению эффективности и безопасности эксплуатации электрических сетей	53
3.2.5. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии	54
3.2.6. Мероприятия по повышению пропускной способности сетей	57
3.2.7. Сводные показатели объемов нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения	57
3.2.8. Внешние и внутренние факторы развития РСК	58
Раздел 4. Управление технической политикой в РСК	60
4.1. Основные методы управления политикой	60
4.2. Программа научных и конструкторских работ	61
4.2.1. Основные положения организации НИОКР и работ по услугам научно-технической направленности	61
4.2.2. Основные направления программы научных и экспериментальных работ	61
4.2.3. Экспериментальное внедрение новых видов электрооборудования, конструкций и материалов (пилотные проекты)	63
4.2.4. Аттестация электрооборудования, технологий и материалов. Организация закупок	63
4.3. Совершенствование проектирования объектов	65
4.4. Показатели прогрессивности технических решений и технологий для перспективного развития сетей АО «Орёлблэнерго». Таблица	66

Основные документы, послужившие основой для разработки Положения

1. Федеральные Законы:

- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ;
- «Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике"» от 26.03.2003 № 36-ФЗ;
- «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...» от 23.11.2009г № 261-ФЗ.
- "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации" от 27.12.2018 N 522-ФЗ (последняя редакция).

2. Постановления Правительства Российской Федерации:

- Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики" 1 декабря 2009 г. N 977
- «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» от 27.12.2004 № 854;
- «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг, Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» от 27.12.2004 № 861;
- «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» от 26.01.2006 № 41.
- «Об утверждении требований к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» от 11.02.2021г. №161.
- «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» от 04.05.2012 г. № 442.
- «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг» от 31 декабря 2009 года № 1220.
- "О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)". от 19 июня 2020 г. № 890.

Раздел 1. Введение

Устойчивое функционирование электросетевого комплекса Орловской области невозможно без надежной и качественной работы распределительных электрических сетей 6-10/0,4кВ, которые являются завершающим звеном в системе обеспечения потребителей электрической энергией и находятся в непосредственном взаимодействии с конкретным потребителем. Составной частью этих распределительных сетей являются электрические сети АО «Орёлоблэнерго», расположенные на территории областного центра (г. Орёл) и на территориях поселений районных центров области и пос. Дросково, Покровского р-на, с. Моховое Залегощенского р-на, с. Русский Брод, Верховского района.

Результатами работы сетей АО «Орёлоблэнерго», в определённой мере, предопределяется качество, надежность и эффективность работы электросетевого комплекса области в целом.

«Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе» (далее - Положение) разработано по поручению Совета директоров АО «Орёлоблэнерго».

Документ подготовлен в соответствии с основными техническими направлениями Министерства энергетики РФ в развитии распределительных электрических сетей, требованиями действующих нормативных материалов, указанных выше, в том числе с учетом «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утверждённых Минэнерго России № 1070 от 04.10.2022 и «Правил устройства электроустановок»;

Положение определяет совокупность технических, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и долгосрочную перспективу, направленных на повышение энергетической эффективности, технического уровня и безопасности распределительных электрических сетей на основе новых, научно обоснованных технических решений и цифровых технологий.

Положение состоит из 4-х разделов:

Раздел 1. Введение.

Раздел 2. Основные направления и содержание технической политики в распределительных электрических сетях.

Раздел 3. Реализация технической политики в распределительном электросетевом комплексе.

Раздел 4. Управление технической политикой.

В Положении не рассматривается эффективность предлагаемых технических решений и технологий. Расчёт эффективности и выбор из предложенного в Положении набора технических решений осуществляется на стадии конкретного рассмотрения и проектирования в соответствии с имеющимися на предприятии инвестиционными программами, программой по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, инновационными проектами.

1.1. Современное состояние электрических сетей

1.1.1. Исходные условия

В качестве основных классов напряжений в сетях используются сети напряжением 0,4; 6; 10 кВ, которые на протяжении всего периода развития сетей изменялись в процессе развития поселений.

Руководствуясь в своей деятельности положениями технической политики предыдущих периодов регулирования 2017-2022 годов, предприятие существенно улучшило состояние электросетевого комплекса АО «Орёлблэнерго», увеличило количество электросетевых объектов, что позволило увеличить объёмы передачи электрической энергии, повысить её качество и надёжность электроснабжения. За указанный период увеличилось количество распределительных пунктов и трансформаторных подстанций - на 72 ед. (6,25%), протяженность ЛЭП – на 134,6 км (4%). Большая часть прироста электрических сетей обусловлена строительством объектов электроснабжения для технологического присоединения энергопринимающих устройств новостроек, реконструируемых районов и других заявителей.

В настоящее время в собственности АО «Орёлблэнерго» находится:

- 45 распределительных пункта 6-10 кВ;
- 1179 трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ с установленной электрической мощностью трансформаторов 665184 кВА;
- 1679,089 км воздушных линий напряжением 0,4 кВ;
- 350,149 км воздушных линий 6-10 кВ;
- 683,538 км кабельных линий 0,4 кВ;
- 792,213 км кабельных линий 6-10 кв.

Воздушные сети 0.4 кВ построены по радиальному принципу. В результате выполнения инвестиционных программ, сформированных на основании требований Положения о технической политике АО «Орёлблэнерго» за предыдущий период за счёт строительства и реконструкции ВЛ 0,4 кВ, количество воздушных линий с применением самонесущего изолированного провода СИП и ж/б опор с механической прочностью 30 - 50 кНм, составляет 1128,218 км или 67,2 %.

Исходя из конструктивного исполнения и срока службы на 01.01.2023 физическое состояние большей части воздушных линий 0,4 кВ оценивается как хорошее.

Воздушные линии 6, 10 кВ имеют смешанные схемы, с преобладанием петлевых, закольцованных схем питания трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ. В поселениях районных центров области ещё имеются, тупиковые схемы питания однитрансформаторных подстанций. Количество ВЛ 6-10 кВ, выполненных изолированным проводом СИП-3 (ВЛЗ) увеличилось с 61,877 до 114,652 км или на 54% км. Физическое состояние воздушных линий удовлетворительное.

Кабельные сети 6-10 кВ построены по петлевой смешанной схеме питания ТП, или в виде 2-х лучевых, кольцевых схем питания двухсекционных,

двухтрансформаторных подстанций (микрорайоны новой застройки). В качестве силовых кабелей проложены в основном бронированные кабели с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами. При реконструкции и для микрорайонов новой застройки используются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, протяженность которых на данный период составляет порядка 104903,2 км. По техническим параметрам и износу требуют замены 46,4% кабелей.

Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ, одно и двухтрансформаторные с трансформаторами мощностью от 63 до 1000 кВА, масляным охлаждением типов ТМ и ТМГ большей частью кирпичные, построенные по типовым проектам; имеются металлические КТП киоскового типа и несколько КТП мачтовые. В технически обоснованных случаях используются сухие силовые трансформаторы.

В свете требований Положения о технической политике АО «Орёлблэнерго» предыдущего периода осуществлён переход на строительство блочных одно и двухтрансформаторных подстанций типа БКТП, которых на данный период построено 159 шт., как взамен ветхих и морально устаревших, так и при новом строительстве. Более 48% коммутационных аппаратов РУ-6 кВ старых ТП, укомплектованных изначально разъединителями, заменено на выключатели нагрузки. 16 трансформаторных подстанций приняты в уставной капитал.

Распределительные пункты 6, 10 кВ -кирпичные, большей частью совмещённые с двухтрансформаторными ТП 6-10/0.4 кВ. Существенно сокращено количество эксплуатируемых масляных выключателей, отработавших нормативный срок службы. В настоящее время заменено 67% масляных выключателей на вакуумные.

По срокам ввода в эксплуатацию ТП, РП распределились в следующем порядке (по состоянию на 01.01.2023):

- до 10 лет – 20%
- 10 – 25 лет – 10%
- 25 – 30 лет – 5%
- 30 – 40 лет – 20%
- более 40 лет – 45%

Автоматизация сетей 6-10 кВ находится на пути увеличения электросетевых объектов, оборудованных не только сигнализацией состояния оборудования РП и контроля параметров по частоте, току и напряжению, но также автоматизировано и дистанционно управляемых.

Диспетчерские пункты имеются в г.г. Орёл, Ливны, Мценск, Болхов которые оснащены диспетчерскими щитами и устройствами телемеханизации. Находящиеся в эксплуатации устройства телемеханики работают 11 и более лет. В качестве каналов связи используются системы радиосвязи, арендуемые и собственные оптико-волоконные каналы связи, услуги операторов сотовой связи. Для систем диспетчеризации применен и внедрён в г. Орле и филиалах программный комплекс «Модус», работа которого позволяет диспетчеру вести многоуровневые оперативные схемы сетей.

Системы АВР собственных нужд РП и системы АВР РУ-0,4 кВ ТП, питающих потребителей электроэнергии с электроприёмниками 1 категории надёжности оборудованы системой сигнализации состояния схемы АВР.

На питающих и отходящих линиях ТП и РП 6(10)кВ устройство защиты выполнено на электромеханической базе типа РТВ, РТМ, КЗ-12, РТ-85/1, РТ-40/10, производится модернизация вторичного оборудования на микропроцессорные устройства защиты типа Лютик-Т. Вновь построенные, а так же действующие ТП и РП 6(10)кВ оснащаются устройствами автоматики ПРОЭЛ-МИНИ для защиты оборудования от дуговых замыканий. Всего находятся в работе и используются 710 комплектов релейной защиты и автоматики из них 594 современное микропроцессорное устройство.

Все задействованные присоединения РП оборудованы устройствами автоматики, телемеханики и сигнализации в объёме:

- защита от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал;
- контроль наличия напряжения на измерительных трансформаторах напряжения;
- контроль нагрузки на каждой ячейке и напряжения на секциях шин 6, 10 кВ.
- контроль состояния выключателей (МВ, ВВ, «включено/отключено»);
- также на всех РП схемы питания оперативных, телемеханики, вторичных цепей, РЗА оборудованы устройствами АВР, что обеспечивает требуемую надёжность работы оборудования РУ в РП.

Проводится планомерная, систематическая работа по поддержанию объектов электросетевого хозяйства в соответствии с действующими нормами и правилами эксплуатации электрических сетей в объёмах средств, предусмотренных при формировании тарифов. Даже в трудные в финансовом отношении 90-е годы предприятие выполняло принятые на себя обязательства по техническому обслуживанию, ремонту и реконструкции объектов электросетевого хозяйства, сдерживая процесс старения сетей и сохраняя показатели надёжности электроснабжения на должном уровне, сокращая количество и время отключений. Однако процесс старения сетевых объектов, не вошедших в планы реконструкции предыдущих периодов, продолжается. Наряду с физическим износом оборудования происходит их моральное старение. Средний технический уровень устаревшего подстанционного оборудования по многим позициям соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось более 40 лет назад.

Причинами повреждений на ВЛ 6-10 кВ являются старение конструкций и материалов при эксплуатации (18%), климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений (19%), грозовые перенапряжения (3%), недостатки эксплуатации (6%), посторонние воздействия (16%) и невыясненные причины повреждений (28%).

Кабельные линии всех классов напряжения повреждаются из-за дефектов прокладки (до 10%), старения защитных покровов, брони, оболочки и, как следствие, ухудшения изоляционных свойств бумажной изоляции (увлажнение,

усыхание, потеря эластичности и др.) кабеля (31%), механических повреждений (25%), заводских дефектов (10%) и коррозии (19%).

Несмотря на постоянный контроль за режимом работы и проводимым профилактическим ремонтом имеют место повреждения старых силовых трансформаторов со сроком службы более 40 лет. Более 50% отказов вызваны старением изоляции, повреждениями комплектующих узлов: переключателей ответвлений устройства регулирования напряжения и выводов 0,4 кВ.

Причинами повреждений трансформаторов, являются длительный срок эксплуатации, дефекты конструкций, изготовления, ремонта, а также токи короткого замыкания, перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-10/0,4 кВ, ударные токи и перегрузки.

Потери электрической энергии.

Фактические потери электроэнергии 11,6% при обоснованных технических потерях 5-12%.

Анализ динамики абсолютных и относительных потерь электроэнергии в сетях России, режимов их работы и загрузки показывает, что практически отсутствуют весомые причины роста технических потерь, обусловленных физическими процессами передачи и распределения электроэнергии. Основная причина потерь - увеличение коммерческой составляющей.

Основными факторами роста технологических потерь являются:

- изношенность электрооборудования и сетей;
- использование устаревших видов электрооборудования и сетей;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим нагрузкам;
- неоптимальные установившиеся режимы в сетях РСК по уровням напряжения и реактивной мощности;
- недопустимые погрешности измерений электроэнергии (несоответствие приборов учета требуемым классам точности, несоответствие трансформаторов тока существующим нагрузкам, нарушение сроков поверки и неисправности приборов учета электроэнергии);

Основными факторами роста технических потерь являются:

- несовершенство методов снятия показаний с приборов учета;
- бездоговорное и неучтенное потребление электроэнергии (хищение);
- вмешательство в работу приборов учета без нарушения схем и пломб.

1.1.2. Проблемы распределительного электросетевого комплекса

К настоящему времени в сетях обозначился круг проблем, решение которых является первоочередной задачей для создаваемых в регионах структур управления сетями с использованием цифровых технологий. Назрела необходимость в оптимизации режимов работы сетей, совершенствовании принципов их построения по уровням напряжения, применения дистанционно управляемых коммутационных

аппаратов 6, 10, 0,4 кВ, комплексной автоматизации, повышении качества и эффективности функционирования.

Имеет место рост сетевых объектов, отработавших свой ресурс. При этом:

- имеет место несоответствие между требованиями потребителей и возможностями сетей в части надежности электроснабжения;

- остаются высокими фактические потери электрической энергии в сетях напряжением 0,4 кВ;

- существенно расширилось применение устройств микропроцессорной техники и электроники, что ведет к повышению требований к электромагнитной совместимости.

- присоединения 6, 10, 0,4 кВ трансформаторных подстанций укомплектованы коммутационными аппаратами с ручным управлением.

- принятие в уставный капитал бесхозяйных объектов (в том числе ВЛ-0,4 кВ на деревянных опорах с использованием голого провода)

Наличие оборудования в состоянии, близком к критическому износу, вызывает необходимость увеличения затрат на ремонтные работы, что снижает эффективность функционирования сетей.

Повышение эффективности эксплуатации электрических сетей не следует проводить путем модернизации сетей на прежней технологической базе с использованием морально устаревших технических решений. Необходимы инвестиции в сетевые объекты на новой для электроэнергетики технической основе с внедрением научно обоснованных разработок инновационного характера, цифровых технологий.

Эти и другие проблемы требуют своего решения при развитии распределительного электросетевого комплекса, создании сетей нового поколения, соответствующих мировому уровню с использованием оборудования, соответствующего Техническому регламенту Таможенного Союза.

1.1.3. Прогнозные показатели

В ближайшие 5 лет потребление электроэнергии будет определяться умеренными темпами развития отраслей промышленности и так же умеренным ростом потребления электроэнергии в коммунальном и бытовом секторах. Потребление в не промышленной сфере вследствие оснащения различного рода учреждений компьютерной и копировальной техникой и в бытовой сфере - вследствие оборудования квартир изделиями бытовой электротехники стабилизировалось. В результате электрические нагрузки в коммунально-бытовом секторе увеличатся, потребление электроэнергии в расчете на семью из 3-х человек достигнет не более 3,0 МВт.ч в год. В настоящее время потребление электроэнергии растет в среднем на 1,5-2% в год.

Рассматривая состояние и перспективы развития электроэнергетики в стране, следует отметить, что:

- в основных отраслях экономики (строительство, промышленность, предприятия по переработке и хранению сельскохозяйственной продукции и др.) сохранилась тенденция роста потребностей в электрической энергии и мощности;
- потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе несколько возросло;
- к 2025 году потребление электроэнергии увеличится, и электрические нагрузки возрастут в среднем в 1,2 раза.

Принимая во внимание недостаточно удовлетворительное техническое состояние и уровень части сетевых объектов, прогнозные показатели электрических нагрузок, а также опыт развития сетей предыдущего периода и опыт развития сетей в технически развитых странах, можно констатировать, что в предстоящий период предстоит продолжить работу по совершенствованию распределительного электросетевого комплекса.

В этой связи необходимо:

- с учётом проводимого с 2012 г. технического освидетельствования и обследования специализированными организациями объектов электросетей провести технический аудит и диагностику технического состояния сетевых объектов;
- разработать Схемы развития распределительных электрических сетей напряжением 6, 10 и 0,4 кВ с учетом планов развития территорий региона;
- разработать Программы нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей.
- разработать Программы цифровизации электросетевого комплекса класса напряжения 6/10 кВ (внедрения автоматизированного и дистанционного управления)

В период до 2029 года планируется заменить:

- около 190 км воздушных и кабельных линий;
- 200 силовых трансформаторов ;
- 70 масляных выключателей на вакуумные, установленных в РУ 6 - 10 кВ.

Планируется строительство 55 трансформаторных подстанций, в том числе, взамен планируемых к сносу физически и морально изношенных.

Восстановление сетевых объектов в тех же параметрах с использованием устаревшей элементной базы и в прежних схемных решениях по экономическим и техническим соображениям нецелесообразно и недопустимо.

В этой связи Положение предусматривает разработку общих технических требований, технических решений и нормативно-технических документов для перехода к «умным», оцифрованным, автоматизированным сетевым объектам и управляемым электрическим сетям в целом, отвечающим современным требованиям потребителей и уровню развития экономики России предстоящего периода.

1.2. Цель и задачи технической политики

Техническая политика в области развития сетей АО «Орёлблэнерго» предусматривает совершенствование и развитие распределительного электросетевого комплекса с использованием интеллектуальных, цифровых систем

управления процессом распределения электроэнергии.

Цель технической политики АО «Орелоблэнерго» заключается в эффективном управлении объектами электросетевого хозяйства, определении оптимальных условий и основных технических направлений обеспечения надежного и безопасного электроснабжения потребителей.

Для достижения поставленной цели необходимо решить комплекс задач:

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

Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе предназначено для использования:

- при разработке и выполнении мероприятий по технологическому, присоединению энергопринимающих устройств заявителей, планировании объемов нового строительства, расширения, реконструкции и техническом перевооружении, использовании новых форм организации обслуживания сетей, при разработке цифровых автоматизированных систем управления технологическими процессами и учета электроэнергии;
- юридическими или физическими лицами, планирующими строительство генерирующих источников в регионе;
- предприятиями электротехнического комплекса, занятыми выпуском электрооборудования и электроаппаратов;
- заводами, занятыми выпуском конструкций и материалов (опор, проводов, силовых кабелей, изоляторов и др.);
- проектными и научными организациями;
- строительными и монтажными организациями в части освоения новых технологий строительства, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов.

Раздел 2.

Основные направления и содержание технической политики в распределительных электрических сетях

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

2.1. Общие требования к электрическим сетям

1) Развитие производства, сферы обслуживания, повышение условий проживания населения предопределяет повышение требований к качеству электроснабжения и, как следствие, к качеству функционирования распределительных электрических сетей.

Распределительные электрические сети - это комплекс сетевых объектов (линий электропередачи, подстанций, распределительных пунктов и других электроустановок), используемых для передачи электрической энергии и электроснабжения потребителей.

2) Технические и экономико-экологические требования к сетям нового поколения:

- электрическая и экологическая безопасность функционирования сетевых объектов;
- надежность электроснабжения с учетом требований потребителей, роста электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии;
- обоснованное упрощение конструкций и схем сетевых объектов при обязательном повышении их элементной надежности;
- нормированный уровень качества электрической энергии;
- адаптивность сетей к динамично развивающимся условиям регионов, росту электрических нагрузок, применению новых технологий инновационного характера обслуживания сетевых объектов и их автоматизации;
- сокращение затрат на распределение электрической энергии и окупаемость инвестиционных проектов;
- применение новых информационных, цифровых технологий при управлении распределительными электрическими сетями;
- создание сетевых объектов или участков сети с интеллектуальным управлением.

3) В предстоящий период до 2029 года реконструкция, модернизация, техническое перевооружение объектов распределительных электрических сетей будут оставаться основными направлениями их развития на новых принципах и новой технической базе с обязательным внедрением цифровых технологий в управлении электросетевым комплексом.

Реконструкция сетевых объектов при соответствующем технико-экономическом обосновании может совмещаться с переводом сетей на более высокий класс напряжения и приближением маломощных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ к удалённым потребителям.

2.2. Требования к выбору системы напряжений

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Схем перспективного развития сетей на основе анализа роста электрических нагрузок, их плотности, экономической обоснованности.

Критерием выбора системы напряжения являются суммарные затраты в сети всех классов напряжения.

При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами среднего напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет должен отдаваться варианту развития сетей с более высоким средним напряжением распределительной сети.

Учитывая отечественный опыт эксплуатации и развития коммунальных электрических сетей, для города Орла и других поселений региона со сложившейся и намечаемой плотностью нагрузок, с учётом их роста в рассматриваемый период, остаётся приоритетным постепенный перевод сетей напряжением 6 кВ на сети 10 кВ.

2.3. Требования к схемам построения сетей

1. Распределительная электрическая сеть строится и должна продолжать создаваться таким образом и с такими параметрами, чтобы была обеспечена возможность поставки электроэнергии (мощности) потребителям в нормальном, аварийном (для ответственных потребителей) и послеаварийном режимах работы электрических сетей.

2. В период до 2029 года при проектировании нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов необходимо предусматривать:

- обеспечение сетевым резервированием трансформаторных подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ;

- применять сетевое резервирование для 2-х трансформаторных подстанций в качестве схемного решения повышения надежности электроснабжения до уровня 2-й категории надёжности;

- формировать систему электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования;

- для особой группы электроприемников необходимо предусматривать резервный (автономный) источник питания, который устанавливает потребитель.

- в случае невозможности обеспечения потребителей необходимой категорией надежности, посредством сетевого резервирования, следует предусматривать резервный (автономный) источник питания, который устанавливает потребитель.

3. Основным принципом построения сетей с ВЛ 6-10 кВ следует принимать магистральный принцип, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной сети между двух центров питания через точку потокораздела (пункты секционирования, автоматического включения резерва) с обеспечением нормированного качества напряжения всех потребителей в зоне действия магистрали при отключении одного из центров питания (послеаварийный режим).

Магистральный принцип создает условия для обеспечения качественного электроснабжения электроприемников по степени надежности с учетом роста электрических нагрузок и присоединения новых потребителей.

4. Магистральные линии 6-10 кВ должны быть выполнены проводом одного сечения на опорах повышенной механической прочности и подвесных изоляторах, оснащенные секционирующими пунктами (как правило, столбового исполнения).

5. Строительство новых и реконструкцию линий электропередачи следует осуществлять на установленный срок службы по элементам ВЛ (~40 лет).

6. Выбор схемы построения сети следует осуществлять на основании технико-экономического анализа, не отступая при этом от требований ПУЭ по обеспечению требуемой надёжности электроснабжения. В сетях с кабельными линиями 6-10 кВ следует применять 2-лучевую кольцевую (петлевую) схему, для электроснабжения районов с электроприемниками первой и второй категории надежности, следует применять 2-лучевую кольцевую (петлевую) схему с двухсторонним питанием».

7. Выбор конструкций сетевых объектов всех классов напряжения необходимо выполнять из условий:

- минимума затрат на их техническое обслуживание и ремонты;
- возможности проведения технического обслуживания и ремонта на ВЛ без снятия напряжения (горизонтальное расположение проводов, специальные типы вязок, разъемные зажимы и т. д.).

8. В сетях 6-10 кВ следует применять два вида автоматического включения резерва (АВР):

- сетевой АВР в пункте АВР, соединяющем две линии, отходящие от разных подстанций (разных секций шин 6-10 кВ одной подстанции) 35-110/6-10 кВ;
- местный пункт АВР для включения резервного ввода на шины высшего напряжения подстанций 6-10/0,4 кВ или распределительных пунктов 6-10 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе и его отключения.

9. Для ответственных потребителей электроэнергии напряжением 0,4, 6, 10 кВ необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно в энергопринимающем устройстве потребителя 0,4, 6, 10 кВ или локальные системы АВР максимально приближенные к электроприёмникам.

2.4. Трансформаторные подстанции и распределительные устройства

2.4.1. Требования к ТП 6-10 /0,4 кВ

1. В электрических сетях городов нашли широкое применение малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру города, блочные, в железобетонной оболочке, комплектные ТП нового поколения с максимальной монтажной готовностью с компактными распределительными устройствами 10кВ, оборудованными управляемыми малогабаритными вакуумными выключателями.

2. Применяемое оборудование и изделия должны иметь сертификаты и декларации соответствия.

3. Для электроснабжения электроустановок мощностью 100-250 кВА в воздушных электрических сетях в технически обоснованных случаях могут применяться комплектные трансформаторные подстанции (КТП) антивандального исполнения.

4. Трансформаторные подстанции для ВЛ мощностью 10-63 кВА должны иметь столбовое исполнение. Конструкция ТП столбового исполнения должна обеспечить постепенный отказ от высоковольтных разъединителей и предохранителей.

5. Конструктивные исполнения комплектных трансформаторных подстанций и подстанций закрытого типа (БКТП) должны выполняться:

- в бетонной или металлической, антивандальной оболочке с тепловой изоляцией, с максимальной монтажной готовностью;
- с наружным или внутренним обслуживанием в зависимости от назначения (проходные, тупиковые) и мощности подстанции;
- контейнерного или модульного типов;
- с современными коммутационными аппаратами, позволяющими их управление с применением цифровых технологий;
- с кабельными и воздушными вводами.
- сборками низкого напряжения для РУ НН на токи короткого замыкания 30-70 кА.

6. При реконструкции ТП для замены устаревшего электрооборудования следует предусматривать оборудование, прошедшее сертификацию, и обладающее повышенной функциональной и эксплуатационной надежностью, экологической и технологической безопасностью, позволяющее применять дистанционное управление с удаленных диспетчерских центров при минимуме эксплуатационных затрат. Высоковольтное оборудование должно иметь декларацию соответствия. При реконструкции ТП необходимо рассматривать экономически и технически обоснованные решения по переводу электроснабжения ТП с 6 на 10 кВ.

2.4.2. Требования к распределительным пунктам и РУ 6-10 кВ

1. Распределительные пункты (РП) в городских распределительных сетях 6-10 кВ располагаются, как правило, непосредственно в районах жилой застройки и,

как правило, должны предусматриваться совмещенные с трансформаторной частью и РУ-0,4 кВ для присоединения ближайших объектов электроснабжения на напряжении 0,38/0,22 кВ.

2. Расположение РП должно обеспечивать подходы кабельных ЛЭП с разных сторон.

3. Оболочка РП должна отвечать требованиям:

- кирпичная или бетонная
- блочная, модульной конструкции;
- с максимальной монтажной готовностью (с оборудованием);
- антивандальная;
- обеспечивающая экологическую безопасность.

4. Основные требования к оборудованию РУ 6-10 кВ РП

- закрытое исполнение, в том числе, с ячейками модульного типа на базе вакуумных выключателей;

- электрические схемы должны соответствовать типовым принципиальным электрическим схемам РУ напряжением 6-10 кВ и указаниям по их применению.

- использование измерительных трансформаторов тока и напряжения с литой изоляцией, сухих трансформаторов собственных нужд;

- гибкая архитектура ячейки с компактной и безопасной компоновкой функциональных элементов устройства;

- оснащение современными цифровыми устройствами релейной защиты и автоматики, аппаратами телеуправления, телесигнализации и приборами для определения мест межфазных коротких замыканий, однофазных замыканий на землю.

5. В конструкции РУ 6-10 кВ необходимо расширить применение:

- модульных ячеек с воздушной комбинированной или элегазовой изоляцией и не обслуживаемыми выключателями, разъединителями, выключателями нагрузки;

- моноблоков комплектных РУ с электрооборудованием (сборными шинами, ошиновкой, выключателями нагрузки, заземляющими разъединителями и др.), размещенным в герметичном металлическом корпусе, заполненном элегазом и заваренном на полный срок службы на заводе-изготовителе.

6. По условиям установки и эксплуатации ячейки должны соответствовать требованиям технического регламента на высоковольтное электрооборудование и рекомендаций международной электротехнической комиссии.

7. В области автоматизации РП техническая политика должна быть ориентирована на поддержку применения цифровых технологий во всех подсистемах АСУ технологических процессов РП микропроцессорных устройств, что позволит создать полностью автоматизированные РП.

Внедряемое силовое электрооборудование должно быть адаптировано к новейшим системам управления, защиты и мониторинга.

При внедрении микропроцессорных элементов предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе автоматизированных систем. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов.

На сетевых объектах в обязательном порядке должна быть исключена возможность применения микропроцессорных элементов с закрытыми протоколами обмена, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

Для определения конкретного присоединения (фидера) при однофазных замыканиях на землю и его защиты рекомендуется применять устройства селективной защиты от замыканий.

8. Инженерные системы РП

- РП должны оснащаться соответствующими инженерными системами, системами технологического наблюдения и безопасности, в том числе, системами охранной сигнализации, дуговой защитой;

- системы охранной и пожарной сигнализации должны быть построены на базе соответствующих датчиков, приемно-контрольных приборов для сбора информации, ее обработки и визуализации;

- в инженерных системах РП допускается применение общепромышленных средств автоматизации (датчики, программируемые контроллеры) или программно-технических средств, используемых в АСУ технологическими процессами.

9. Электромагнитная совместимость

При проектировании РП необходимо:

- выполнять расчеты уровней электрических наводок и помех, допустимых для применяемого электрооборудования, при выборе трасс и способов прокладки силовых кабелей и кабелей вторичных цепей в зданиях РП;

- принимать при необходимости дополнительные меры по обеспечению электромагнитной совместимости (в том числе, по исключению влияния статического электричества);

- учитывать требования заводов-изготовителей по электромагнитной совместимости на закладываемое оборудование.

2.4.3. Силовые трансформаторы

Основные требования к трансформаторам для ТП 6-10/0,4 кВ:

- применение герметичных масляных или заполненных жидким негорючим диэлектриком трансформаторов с уменьшенными удельными техническими потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами, в том числе, специальных конструкций трансформаторов мощностью до 100 кВ·А, позволяющих их подвеску на опоре;

- трансформаторы со схемой соединения обмоток Y/Y-0, Δ/Y-0 или звезда-зигзаг с нулем;
- трансформаторы с симметрирующими устройствами;
- применение сухих трансформаторов для ТП, встроенных в здания и малогабаритных ТП, сооружаемых в стесненных условиях и условиях плотной городской застройки.

2.4.4. Измерительные трансформаторы

1. Измерительные трансформаторы 6-10 кВ должны иметь:

- литую изоляцию;
- трансформаторы тока на две или три вторичные обмотки;
- конструкцию трансформаторов тока и напряжения, рассчитанную на различное рабочее положение трансформатора в шкафу КРУ или камере КСО и обеспечивающую повышенную надежность, электрическую, пожарную и взрывобезопасность.
- класс точности 0,5(s) при использовании в системах коммерческого и контрольного учета электроэнергии;
- антирезонансное исполнение конструкции.

2.4.5. Коммутационные аппараты

1. В сетях напряжением 6-10 кВ следует применять:

- вакуумные выключатели;
- элегазовые выключатели;
- предохранители-разъединители;

2. Конструкция вакуумных и элегазовых выключателей должна обеспечивать:

- надежную работу без ремонта до выработки установленного ресурса по механической и коммутационной износостойкости;
- низкий уровень коммутационных перенапряжений;
- минимум операций по обслуживанию.
- управляемость с применением цифровых устройств.

3. В сетях напряжением 0,4 кВ следует применять:

- выключатели наружного исполнения на токи до 250 А для секционирования ВЛ напряжением 0,38 кВ;
- автоматические выключатели 0,4 кВ исполнения У2 в распределительных устройствах низкого напряжения подстанций столбового и киоскового исполнения.

4. Для ТП, располагаемых в микрорайонах с высотной застройкой (15 и более этажей) и, соответственно, с большой плотностью электрических нагрузок, где требования по надёжности электроснабжения существенно возрастают, для сокращения времени отключения потребителей при необходимых оперативных

действиях по изменению схемы сети, в том числе при технологических отказах, и в ТП с наиболее часто меняющимися точками токораздела, для обеспечения дистанционного (автоматического) управления сетями 6, 10 кВ необходимо применять малогабаритные КРУ 6-10 кВ с элегазовой изоляцией с выключателями нагрузки на несколько присоединений, обеспеченные возможностью дистанционного управления и необходимыми видами защит, без открытых токоведущих частей, не требующих ремонта на весь срок эксплуатации и максимальной заводской готовности..

2.4.6. Ограничители перенапряжений нелинейные

В сетях 6-20 кВ ОПН необходимо устанавливать для защиты электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов, электрооборудования пунктов секционирования и автоматического включения резерва.

Номинальное значение разрядного тока ОПН выбирают 10 кА:

- в районах с интенсивностью грозовой деятельности более 50 грозовых часов в год;
- в сетях с ВЛ на деревянных опорах;
- в сетях с повышенными требованиями по надежности.

2.4.7. Статические компенсирующие устройства

Для поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности сети рекомендуется устанавливать статические компенсирующие устройства. Учитывая характер электрических нагрузок, создаваемых коммунально-бытовыми потребителями с относительно небольшой реактивной составляющей, целесообразность установки компенсирующих устройств в ТП 6-10/0,4 или РП 6-10 кВ должна определяться расчётами при проектировании и вводе новых мощностей или с учётом графиков нагрузок для действующих ТП, РП. При этом необходимо учитывать следующее:

1. В загруженных сетях 0,4-10 кВ при пониженных уровнях напряжения для снижения мощности потерь и обеспечения требуемых уровней напряжения следует применять конденсаторные установки путём их автоматического включения (или их отдельных частей). Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений во всех режимах работы сети.

2. Для повышения коэффициента мощности в электроустановках потребителей электрической энергии 0,4-10 кВ рекомендуется применять конденсаторные установки.

3. Управляемые конденсаторные установки можно рассматривать к установке на закрытых подстанциях с трансформаторами мощностью 250 кВ·А и более, на других подстанциях - конденсаторные батареи.

4. При невозможности размещения конденсаторных батарей с ручным переключением мощности рекомендуется установка отдельных конденсаторов,

рассчитанных только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

2.4.8. Диагностика основного оборудования подстанций

В период до 2029 года в сетях необходимо осуществлять:

- внедрение неразрушающих методов контроля;
- применение средств диагностики и мониторинга основного оборудования, обеспечивающих достоверность информации о состоянии оборудования;
- диагностику состояния оборудования и мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- внедрение единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования.

2.4.9. Экология подстанций

Снижение негативного воздействия на окружающую среду и человека рекомендуется осуществлять на основе:

- снижения уровня шума электрооборудования;
- применения электрооборудования, обеспечивающего электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
- снижения отвода земель для подстанции, восстановление нарушенных в процессе строительно-монтажных работ участков земли;
- принятия мер по полному предотвращению попадания трансформаторного масла на поверхность земли;
- применения устройств, предотвращающих гибель животных и птиц;
- применение электрооборудования, не требующего специальных мер по обслуживанию и утилизации.

2.4.10. Ограничения по применению оборудования

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов запрещаются к применению при многоэтажной застройке:

- КТП 6-10/0,4 кВ в слабой (не антивандальной) металлической оболочке;
- КТП 6-10/0,4 кВ мачтовые и шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования;

Не рекомендуются к применению:

- трансформаторы с нормативным сроком службы менее 30 лет;
- масляные выключатели;
- вентильные и трубчатые разрядники;

2.5. Воздушные линии электропередачи

Основные требования к ВЛ 6-10 кВ изложены выше в п 2.3. в Требованиях к схемам построения сетей

2.5.1. Требования к воздушным линиям электропередачи 6-10 кВ

1. Основными техническими направлениями развития ВЛ являются:

- повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;
- использование проводов с защитной изолирующей оболочкой – защищенных проводов (ВЛЗ);
- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, оптимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и обслуживании в течение срока службы;
- применение эффективных систем защиты ВЛ от воздействий гололедных и ветровых нагрузок, грозových перенапряжений, вибрации и пляски проводов (тросов).

2. Общие требования к воздушным линиям электропередачи:

- элементы ВЛ (ВЛЗ) должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью расчетно-климатических условий (РКУ) 1 раз в 25 лет для конкретных климатических условий расположения сетевого объекта; в этой связи должны применяться опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кН·м для ВЛЗ 6-10 кВ и не менее 30 кН·м - для ВЛИ 0,38 кВ;
- магистрали ВЛ (ВЛЗ) 6-10 кВ следует выполнять с применением штыревых изоляторов (стеклянных, фарфоровых или полимерных) на промежуточных опорах, а на угловых и анкерных опорах с применением подвесных и стержневых натяжных изоляторов;

3. Особые требования к воздушным линиям, проходящим по населенным местностям:

- крепление проводов ВЛЗ 6-10 кВ на штыревых изоляторах должно выполняться усиленным, с применением спиральных пружинных вязок, при применении поддерживающих изоляторов крепление проводов следует выполнять с помощью глухих поддерживающих зажимов, на угловых и анкерных опорах с натяжными изоляторами — с применением натяжных роликовых или поддерживающих зажимов;
- прохождение ВЛ (ВЛЗ) по территориям стадионов, учебных и детских учреждений не допускается.

4. В населенных пунктах, где в настоящее время развиты сети 10 кВ и требуются значительные объемы восстановления сетей 6 кВ, следует рассматривать вариант перевода сетей при соответствующем технико-экономическом обосновании на напряжение 10 кВ.

5. Пункты секционирования и автоматического включения резерва (реклоузеры) с вакуумными выключателями с устройствами телесигнализации,

телеуправления и, при необходимости, с функцией учета электрической энергии необходимо устанавливать:

- в начале и в точках токораздела ВЛ;
- на магистральных линиях 6-10 кВ большой протяженности;
- на протяженных ответвлениях.

Данные пункты должны быть адаптированы для построения цифровых информационных активно-адаптивных систем (ЦИААС) управления, защиты и учета э/энергии.

2.5.2. Требования к воздушным линиям 0,38 кВ

1. Воздушные линии 0,38 кВ должна выполняться в трехфазном 4-х проводном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистрала) **с самонесущими изолированными проводами (СИП)**. Сечение фазных проводов на магистралях должно быть не ниже 50 мм² (по алюминию). При наличии на опорах ВЛИ установок наружного освещения (УНО) для их питания может быть предусмотрен СИП с большим числом проводов. Необходимость подвески отдельной линии СИП для питания УНО должна быть технически и экономически обоснована.

2) Протяженность линий должна ограничиваться условиями по критерию качества напряжения, надежности электроснабжения потребителя и экономическими показателями (техническими потерями электроэнергии в линии и затратами на ее распределение).

3) На вводах к потребителям электрической энергии рекомендуется устанавливать приборы учета с минимальным набором функций интеллектуальных систем учета электрической энергии.

4) Должны применяться конструкции элементов ВЛИ 0,38 кВ, позволяющие выполнение ряда ремонтных работ без снятия напряжения (специальные способы крепления проводов, разъемные зажимы и др.).

2.5.3. Опоры

1. На ВЛ рекомендуется применять вибрированные железобетонные опоры с изгибающим моментом ≥ 50 кН·м.

2. На ВЛ 0,38 кВ могут применяться железобетонные опоры с изгибающим моментом ≥ 30 кН·м (определяется при проектировании).

2.5.4. Провода

1. На ВЛ напряжением 6-10 кВ рекомендуется применять защищенные провода (ВЛЗ).

2. На ВЛ 0,38 кВ необходимо применять самонесущие изолированные провода с сечением фазных проводов на магистралях не менее 50 мм² (по алюминию).

2.5.5. Линейная арматура и изоляторы

Рекомендуется применять:

- полимерные изоляторы на ВЛ 6-20 кВ (в том числе, опорно-подвесные изоляторы), обеспечивающие грозоупорность линий, сравнимые с ВЛ 35 кВ;
- устройства, предотвращающие гололедообразование на проводах, и устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега;
- линейную, поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную арматуру, не требующую обслуживания, ремонта и замены в течение всего срока эксплуатации ВЛ;

2.5.6. Коммутационные линейные аппараты, реклоузеры

1. ВЛ 6-10 кВ должны быть оснащены (независимо от параметров линии):

- устройствами 2-кратного автоматического повторного включения на головном выключателе линии и секционирующими пунктами;
- устройствами защиты ВЛЗ с защищенными проводами от однофазных замыканий на землю.

2. Пункты автоматического включения резерва и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики, а также устройствами передачи сигналов о состоянии выключателей на диспетчерский пункт и с возможностью телеуправления в ЦИААС (цифровая информационная активно-адаптивная система).

3. Для секционирования магистральных линий 6-10 кВ следует применять быстродействующие автономные коммутационные аппараты с вакуумными выключателями.

2.5.7. Защита ВЛ от грозových перенапряжений

1. Для защиты от перенапряжений ВЛ 6-10 кВ следует применять:

- разрядники длинно-искровые, мультикамерные;
- ограничители перенапряжений нелинейные;
- искровые промежутки на ж/б опорах с металлическими траверсами;
- устройства защиты от дуги;
- заземление опор с нормированными значениями величины сопротивления заземления.

2. длинно-искровые, мультикамерные разрядники необходимо устанавливать:

- для защиты от грозových перенапряжений и их последствий, пережога защищенных проводов на ВЛЗ;
- на подходах к распределительным устройствам подстанций;

- для защиты ослабленных мест на ВЛ (кабельные вставки, места пересечений линий).

3. В районах с среднегодовой продолжительностью грозových перенапряжений 40 час. и более на ВЛЗ 6-10 кВ дополнительно предусматривать установку устройств защиты от дуги.

2.5.8. Диагностика ВЛ

Использование принципов функциональной диагностики с переходом на систему мониторинга технического состояния сетевых объектов.

2.5.9. Экология ВЛ

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

- применять экологически чистые технологии и материалы, в том числе, при механической, механизированной и химической очистке просек под ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;

- сводить к минимуму негативное воздействие линий электропередачи на окружающую среду, животных, птиц и человека;

- снижать отводимые под сетевые объекты земельные площади;

- восстанавливать нарушенные в процессе эксплуатации, строительства, реконструкции и расширения участка земли, оформлять сервитуты под объекты энергетики на землях общего пользования.

2.5.10. Требования к технологиям для ВЛ

При строительстве воздушных линий необходимо:

- применять раскаточные ролики с покрытием опорной поверхности эластичным материалом при монтаже защищенных или самонесущих изолированных проводов;

- осуществлять сооружение сетевых объектов в полном соответствии с проектом, утвержденным Заказчиком.

2.5.11. Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов АО «Орёлблэнерго» запрещаются к применению на ВЛ:

- неизолированные провода на ВЛ - 0,38 кВ;

- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;

- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;

- технологии лакокрасочных покрытий для металлоконструкций опор, не прошедшие сертификацию;

2.6. Кабельные линии электропередачи

2.6.1. Требования к кабельным линиям

1) Строительство и монтаж кабельных линий должна осуществляться по рабочим чертежам с учетом требований ПУЭ, инструкций, особенностей для конкретных типов и конструкции силового кабеля.

2) На территориях новой застройки, в агрессивных и влажных грунтах, по дну водоемов необходимо использование силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена, который обеспечивает высокую антикоррозийную стойкость при эксплуатации.

2.6.2. Схемы построения кабельных линий

1. Основными принципами построения КЛ 6-10 кВ в городах следует принимать петлевые 2-х лучевые схемы, обеспечивающие соответствующий требованиям уровень надёжности электроснабжения. Для обеспечения построения такой сети, необходимо предусматривать строительство распределительных пунктов (см. раздел 2.4.).

2. На реконструируемых территориях имеет место применения смешанных схем питания ТП.

2.6.3. Силовые кабели

1. Для кабельных линий 6-10 кВ необходимо использовать в порядке ранжирования:

- силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена различных конструкций, в том числе, одножильные, а также силовые кабели с изоляцией, не распространяющей горение, низким выделением токсичных газов;

- силовые кабели с бумажно-масляной изоляцией, пропитанные не расслаивающимся специальным составом, и кабели с бумажной изоляцией, пропитанной не стекающей синтетической массой.

2. Применение одножильных кабелей 6-10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена в максимально возможной мере должны обеспечить экономичную прокладку кабельных линий, их эксплуатационную надежность и ремонтпригодность при больших нагрузочных токовых характеристиках в широком диапазоне сечений (35-800 мм) с возможностью прокладки кабелей на сложных трассах с перепадом уровней и сложными грунтами.

3. Силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена рекомендуется применять:

- при необходимости передать большую электрическую мощность со сниженными затратами на строительную часть и техническое обслуживание (прокладка кабеля сечением более 240 мм²);

- в случае если кабель с бумажной изоляцией не обеспечивает проектной пропускной способности линии;

- если по допустимому току нагрузки необходимо проложить двойной кабель с бумажной изоляцией (в этом случае двойной кабель можно заменить тремя

одножильными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена и равной пропускной способностью);

- при проектировании КЛ с большой разностью уровней по трассе или на круто наклонных и вертикальных участках ее трассы;

- при прокладке в грунтах с агрессивными средами.

Сечение кабеля выбирается из условия роста электрических нагрузок потребителей на срок не менее 40 лет.

5. Реконструкция КЛ должна проводиться на основании проектных решений и инженерных изысканий грунтов в зоне прокладки кабельных трасс.

2.6.4. Требования к кабельной арматуре

1. При строительстве кабельных линий следует применять термоусаживаемые концевые и соединительные муфты, не требующих применения пайки, олова, свинца, мастики (нефтебитума).

2. Материалы, применяемые для кабельной полимерной арматуры должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими свойствами, предназначенными для установки в любых климатических и производственных условиях.

3. Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

2.6.5. Защита от замыканий и перенапряжений кабельных линий

1) Для защиты КЛ 6-10 кВ от однофазных замыканий на землю следует применять микропроцессорные устройства защиты на отключение поврежденных линий.

2) Для ограничения перенапряжений, локализации развития повреждений, повышения безопасности и надежности КЛ следует применять разрядники и ограничители перенапряжения.

2.6.6. Диагностика кабельных линий

1) В кабельных сетях следует перейти от разрушающих методов испытаний к неразрушающим методам диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием состояния изоляции кабелей.

Основным методом неразрушающего контроля следует считать контроль зависимости тока утечки от времени и напряжения.

2) Для решения проблемы защиты от однофазных замыканий на землю на новом техническом уровне необходимо применять:

- устройства и систему автоматизированного контроля изоляции и технической диагностики;

- мониторинг перенапряжений в кабельных сетях и состояния изоляции КЛ, работы защитных и коммутационных аппаратов;

- компенсацию ёмкостных токов на центрах питания.

2.6.7. Требования к технологиям прокладки кабельных линий

Проведение работ в соответствии с требованиями Правил и норм прокладки силовых кабелей на основании проектных решений и условий выбора трассы.

2.6.8. Ограничения по применению технологий и оборудования

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов АО «Орёлблэнерго» исключить применение кабелей марки ААШв, АСБ.

2.7. Устройства релейной защиты и автоматики

Устойчивая работа сетей, снижение ущербов при повреждении электрооборудования и от не доотпуска электроэнергии потребителям при возникновении аварий, в значительной степени определяется надежной работой систем релейной защиты и автоматики (РЗА).

Используемые в настоящее время принципы построения и выполнения систем РЗА, показали их достаточную эффективность и надежность. Это подтверждается стабильно высоким и неизменным процентом правильной работы устройств РЗА.

Однако большинство существующих систем РЗА выполнены с использованием электромеханической и полупроводниковой элементной базы и введены в работу в прошлом столетии. Устройства физически и морально устарели, не удовлетворяют современным требованиям, а поддержание их в работоспособном состоянии приводит к увеличению затрат.

2.7.1. Техническая политика в области релейной защиты и автоматики

Основные задачи совершенствования и развития систем устройств РЗА:

- 1) поддержание в работоспособном состоянии существующих систем и устройств РЗА;
- 2) обеспечение замены физически устаревших систем и отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- 3) создание систем РЗА, отвечающих современным требованиям.

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

Решение второй задачи направлено на выявление реального состояния устройств РЗА на основе выявленных дефектов при проведении профилактических и после-аварийных проверок.

Решение третьей задачи определяется в программах развития сетей РСК.

2.7.2. Основные функции устройств релейной защиты и автоматики

- селективное отключение короткого замыкания с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части сети и ограничения области и степени повреждения;

- автоматическое повторное включение элементов коммутационными аппаратами после их отключения устройствами РЗА;
- автоматический ввод резервного питания с предварительным автоматическим выделением резервируемых участков сети;
- дистанционное определение мест повреждения:
 - межфазных коротких замыканий в сетях 6-10 кВ;
 - однофазных замыканий на землю в сетях 6-10 кВ.

2.7.3. Основные требования к новым системам защиты и автоматики

1. Новые системы и аппараты РЗА должны обеспечивать:

- снижение времени отключения токов короткого замыкания на основе повышения быстродействия устройств релейной защиты;
- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения путем повышения чувствительности устройств РЗА;
- сокращение времени принятия решений диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях посредством полноты информации и оперативности ее предоставления;
- доступность для удаленного обращения с рабочего места эксплуатационного персонала через каналы связи;
- повышение надежности функционирования устройств РЗА в результате применения:
 - встроенной в устройства непрерывной диагностики;
 - цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические;
 - дублированных каналов связи для передачи аварийных сигналов и команд.

2. Выполнение перечисленных выше требований в наибольшей степени может быть обеспечено внедрением устройств РЗА с использованием микропроцессорной элементной базы.

3. Для более широкого применения микропроцессорных устройств РЗА необходимо разработать и реализовать:

- концепцию развития систем РЗА, учитывающей все преимущества микропроцессорной техники;
- типовые проектные решения по применению микропроцессорных устройств РЗА различных производителей;
- методические указания по расчету и выбору параметров срабатывания систем РЗА различных производителей.
- мероприятия, обеспечивающие создание электромагнитной обстановки, гарантирующей нормальное функционирование систем РЗА.

4. Устройства микропроцессорной защиты должны быть децентрализованными на уровне одного присоединения (линии, трансформатора и др.).

5. Как перспективное направление развития техники микропроцессорной РЗА следует рассматривать обмен данными по протоколу МЭК 61850 между устройствами РЗА, устройствами микропроцессорной РЗА и цифровыми трансформаторами тока и напряжения, устройствами РЗА и исполнительными аппаратами.

6. В новых устройствах защиты необходимо предусматривать:

- дублирование комплектов защиты для ответственных объектов;
- современные датчики тока и напряжения, датчики не электрических параметров, характеризующие физическое состояние объекта;
- применение в обоснованных случаях автономного питания микропроцессорных устройств РЗА от трансформаторов тока и напряжения.

2.7.4. Селективная защита от однофазного замыкания на землю

1. Устройства защиты от однофазных замыканий на землю должны обеспечивать:

- фиксацию устойчивых повреждений и дуговых прерывистых повреждений, включая перемежающиеся замыкания;
- фиксацию кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостного тока, с высокоомным заземлением нейтрали;
- фиксацию металлических, длительных и кратковременных самоустраняющихся дуговых замыканий на землю;
- селективность действия;
- отключение (как правило) с минимальной выдержкой времени.

2. Работа устройств защиты от однофазных замыканий на землю не должна зависеть от режимов работы сети.

3. Определение места однофазных замыканий на землю на ВЛ 6-20 кВ рекомендуется проводить с использованием мобильных (переносных) устройств направленного действия с исключением метода поочередного отключения линий.

2.7.5. Схемы и системы питания вторичных цепей

1. Организация питания вторичных цепей и систем связи должна обеспечить питание новых видов электрооборудования, устройств систем управления технологическими процессами и систем РЗА.

2. Питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения должна осуществляться через отдельные предохранители или автоматические выключатели.

Питание оперативным током цепей РЗА и управления выключателями каждого присоединения предусматривается через отдельные автоматические

выключатели или предохранители, не связанные с другими цепями (предупредительная сигнализация, электромагнитная блокировка и др.).

3. Формирование системы питания на переменном токе должно предусматривать:

- организацию не менее 2-х секций 0,22/0,4 кВ для питания потребителей собственных нужд объекта;

- установку не менее 2-х трансформаторов собственных нужд с питанием от различных источников, включая независимый источник внешнего электроснабжения.

4. Формирование сети оперативного постоянного тока должно отвечать следующим основным требованиям:

- расчетная длительность разряда аккумуляторной батареи должна обеспечивать работоспособность устройств РЗА в течение времени, необходимого для прибытия персонала на подстанцию, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению нормального режима работы;

- обеспечение питания вторичных систем от зарядных устройств, если произойдет отключение аккумуляторной батареи;

- электромагнитная совместимость с объектами питания;

- автоматический поиск «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений, отходящих от щита постоянного тока;

- время ликвидации коротких замыканий в сети постоянного оперативного тока меньше допустимого перерыва питания микропроцессорных устройств защиты.

2.8. Автоматизированные системы управления сетевыми объектами РСК

Техническая политика в области автоматизации сетевых объектов должна быть направлена на:

- повышение эффективности функционирования и управления всего технологического комплекса сетей РСК;

- обеспечение требуемых качественных показателей электроэнергии и уровня обслуживания участников рынка при решении задач распределения энергии;

- снижение ущерба от аварий, сокращение сроков ликвидации аварий;

- создание информационной основы для построения системы управления АСУ объектами электросетевого хозяйства АО «Орёлблэнерго» и интеграции АСУ с системами управления с смежной сетевой организацией ПАО «Россети Центр» — «Орелэнерго»

2.8.1. Основные задачи технической политики

- комплексная автоматизация основных процессов, в том числе, оперативно-технологического и производственно-технического управления процессами

эксплуатации и развития РСК, финансово-экономического и хозяйственного управления;

- участие подразделений в оперативно-диспетчерском управлении режимами функционирования РСК;

- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для комплексной автоматизации деятельности АО «Орёлоблэнерго»;

- обеспечение повышения управляемости РСК за счет централизации и систематизации всей имеющейся информации.

2.8.2. Базовые принципы автоматизации

Автоматизированные системы управления сетевыми объектами (АСУ РСК) - иерархическая интегрированная система, в состав которой должен войти ряд автоматизированных систем, важнейшими из которых являются АСУ ТП объектами сетевого комплекса, АСДУ и АИИС КУЭЭ, реализуемая на принципах:

- открытости стандартов (МЭК 61850, 61970, 61968);
- единой информационной модели электрической сети;
- единой системы классификации и кодирования сетевых объектов;
- единой платформы интеграции и единой информационной среды;
- открытой масштабируемой архитектуры и многоплатформенности.

2.8.3. Автоматизированная система технологического управления

1) Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСТУ) в сетях 6, 10 кВ на основе применения современных телемеханических комплексов на базе микропроцессорных контроллеров, подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения, должна обеспечить:

- управление присоединениями с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выделении поврежденных участков сети из работы;

- измерения и регистрацию режимных и технологических параметров;

- мониторинг и диагностику состояния оборудования в нормальных и аварийных режимах;

- автоматизацию технологических процессов основного и вспомогательного оборудования.

2) АСТУ должна строиться на основе АСУ технологическими процессами РП-6, 10 кВ, ТП-6-10/0,4 кВ, и телемеханизации данных сетевых объектов, включая отдельные коммутационные аппараты на ВЛ .

3) Основные задачи в области применения АСТУ:

- наблюдаемость режимов сетевых объектов средствами телемеханики и системами технологического управления, позволяющими эффективно отслеживать состояния сети в режиме реального времени;

- мониторинг текущего состояния и режимов работы оборудования;
 - эффективное взаимодействие со смежными сетевыми организациями, участвующими в управлении электрическими сетями, функционировании оптового (розничного) рынка электроэнергии (мощности) в едином информационном пространстве;
 - интеграция в АСУ технологических процессов РСК:
 - РЗА и противоаварийной автоматики;
 - средств контроля и диагностики состояния основного оборудования сетевых объектов 6-10 кВ;
 - систем измерения, контроля и учета электроэнергии.
- 4) Основные требования к построению АСТУ:
- модульный принцип построения технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;
 - открытость архитектуры комплекса технических средств и программного обеспечения;
 - независимость выполнения функций контроля и управления сетевым объектом от состояния других компонентов системы.

2.8.4. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления

1. АСУ должна объединять функции диспетчерского, производственно-технического и организационно-экономического управления.
2. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) должно содержать функциональные блоки:
 - оперативного диспетчерско-технологического управления;
 - сбора и передачи информации;
 - мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах.
3. Подсистема сбора и передачи информации должна обеспечивать надежное функционирование системы АСДТУ при передаче первичной информации:
 - с объектов электрических сетей на диспетчерские пункты предприятия;
 Первичной информацией является:
 - электрические режимные параметры первичного оборудования 6-10/0,4 кВ и распределительных пунктов 6-10 кВ;
 - состояние (положение) коммутационных аппаратов на подстанциях, пунктах секционирования и автоматического включения резерва, распределительных и соединительных пунктах;
 - результаты цифровой обработки осциллограмм аварийных режимов на контролируемых присоединениях;

- состояние устройств РЗА в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети;

- показатели качества электроэнергии;

- результаты технического и коммерческого учета электроэнергии;

- другая дополнительная информация о состоянии инженерных систем сетевого объекта.

4. Для оперативного контроля и управления сетевыми объектами 6-10 кВ должно быть предусмотрено:

- телеуправление выключателями 6-10 кВ;

- телесигнализация положения выключателей 6-10 кВ, в том числе, об аварийном отключении выключателей;

- телесигнализация «земли» в сети и других неисправностей (сигнал о неисправности во вторичных цепях и др.);

- охранная сигнализация для распределительных пунктов 6-20 кВ и закрытых подстанций, видеонаблюдения;

- телеизмерения тока и напряжения, интегральные телеизмерения для технического учета электроэнергии;

- пожарная сигнализация и другие дополнительные параметры.

5. Подсистема диспетчерско-технологического управления должна включать:

- контроль состояния сетевых объектов;

- анализ оперативной обстановки на сетевых объектах с диспетчерских пунктов управления;

- организацию оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановление режимов сетевых объектов;

- формирование расчетной модели сетей, расчет режимов;

- контроль и выбор режимов сети с минимальными потерями электроэнергии;

- организацию оперативного обслуживания подстанций, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в сетях;

- использование в работе системы советчика диспетчера по схемным и режимным вопросам;

- контроль объектов без постоянного обслуживающего персонала с возможностью управления из Центров диспетчерского управления.

Построение оперативно-диспетчерского управления должно осуществляться по иерархическому принципу.

6. АСДТУ должна содействовать техническому обслуживанию и ремонту оборудования в электрических сетях на основе:

- автоматизированного рассмотрения заявок на «ввод-вывод» в ремонт электрооборудования сетей и выдачи бланков переключения;

- ведения справочной системы диспетчерской документации, в том числе, хранения, поиска и отображения документов.

7. В системах АСДТУ необходимо использовать современные средства отображения информации о состоянии сетевых объектов.

8. Комплекс программно-технических средств АСДТУ 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 оперативной, учетной и аналитической информации 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.

9. Основные 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, должны быть выполнены в соответствии с требованиями функционирования систем автоматизации сетей.

10. 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.

11. Интеграция всех звеньев автоматизированной системы АО «Орёлблэнерго» с внедрением многофункционального программного комплекса нового поколения и реализацией основных его возможностей:

- учет переключений как на первичной (коммутационные аппараты), так и на вторичной (состояние релейных защит и автоматики) схемах;
- проверку допустимости выполнения операций на основе правил переключений в электроустановках;
- переключения по бланкам или программам переключений, либо по операционно;
- вести учет местонахождения ОВБ, ремонтных бригад, участков проведения ремонтных работ, мест аварий, установленных переносных защитных заземлений;
- ведение электронного журнала, формирование отчетов по имеющимся в нем данным.
- функции интеграции с базами данных Орёлблэнерго, работа с данными телемеханики, систем АИИС КУЭ, а так же с другими расширениями и приложениями.

2.8.5. Информационно-измерительные системы коммерческого учета и интеллектуальные системы учета электроэнергии.

1. Целью технической политики в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) и интеллектуальных систем учета электроэнергии является повышение точности и достоверности измерения, получаемой на оптовом рынке электроэнергии (мощности), (АИИС КУЭ оптового рынка) в том числе реактивной составляющей и отпуску ее потребителям розничного рынка (АИИС КУЭ розничного рынка), что определяет круг основных задач:

- определение технико-экономических показателей работы сетей;
- определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях;
- предоставление администратору торговой сети и энергосбытовым организациям данных по учету электроэнергии (мощности) в точках поставки электроэнергии;

Согласно Федерального закона от 26.03.2003 ФЗ-35 «Об электроэнергетике» под интеллектуальной системой учета электрической энергии (мощности) понимается совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденными Правительством Российской Федерации №890.

Целью технической политики в области учета электрической энергии (мощности) является формирование единых подходов к созданию автоматизированных систем учета электрической энергии (АСКУЭ).

Задачами АСКУЭ являются:

- определение достоверного объема оказанных услуг сетевой организацией (далее по тексту СО);
- определение и мониторинг величины потерь электрической энергии в электрических сетях;
- предоставление субъектам электроэнергетики и потребителям в установленном порядке информации об учетных показателях электрической энергии (мощности) на электросетевых объектах СО.

Системы учета электрической энергии должны создаваться как территориально-распределенные многоуровневые информационные системы с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений в базу СО.

В состав технических средств АСКУЭ должны входить:

- приборы учета электрической энергии;
- устройства сбора и передачи данных, обеспечивающие сбор информации от приборов учета электрической энергии и передачу ее на верхние уровни;
- каналы связи с соответствующей каналобразующей аппаратурой для передачи информации; средства обработки информации.

2. Достижение указанной цели и реализация задач обеспечивается:

- созданием в РСК единой системы учёта электроэнергии, отвечающей требованиям нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии, «Норм технологического проектирования подстанций», Закона РФ «Об обеспечении единства измерений №102 от 26.06.2008г.»;

- автоматизацией расчета потерь электроэнергии в сетях РСК на всех уровнях технологического управления;

- применением передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки, в том числе, установкой на отходящих присоединениях интегральных счетчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами;

- заменой существующих трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы с более высоким классом точности;

- приведение нагрузки трансформаторов тока и напряжения до уровня номинальных значений.

3. В состав единой системы учёта электроэнергии в РСК должны входить:

- микропроцессорные счетчики электроэнергии с формированием профиля мощности, обеспечивающие выдачу информации в цифровом виде;

- устройства сбора и передачи данных от счетчиков, ее накопление, первичная обработка и хранение, а также передача информации по каналам связи в центр сбора и обработки информации;

- допускается применение электросчетчиков, установленных на сетевых объектах РСК, находящихся в собственности субъектов оптового или розничного рынков, при безусловном их соответствии техническим требованиям оптового и розничного рынков электроэнергии, «Нормам технологического проектирования подстанций»;

4. Основные принципы создания и развития АИИС КУЭ:

- иерархический принцип формирования территориально распределенной системы с централизованным управлением и информационно-вычислительным комплексом в г.Орле;

- автоматизация учета электроэнергии подстанций на отходящих присоединениях, а также расчетов баланса электроэнергии по уровням напряжения подстанции, распределительного пункта и сети в целом;

- АИИС КУЭ подстанций, как правило, должна быть интегрирована с АСТУ;

- АИИС КУЭ должна быть внесена в Государственный реестр технических средств измерений как единичное средство измерений;

- система учёта электроэнергии 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 АО «Орёлблэнерго» в соответствии с регламентами есть соглашения об информационном обмене.

5. Требования к технологиям АСКУЭ и методам передачи данных

- На базе СО создана инфраструктура автоматизированных систем учета электрической энергии с технологией передачи данных по радиоканалу по протоколу ZigBee с радиочастотным диапазоном 433 МГц, частотного диапазона 430-439.9 МГц и номинальной частоты 433.87 МГц.

Приборы учета электрической энергии, устройства сбора и передачи данных, обеспечивающие сбор информации от приборов учета электрической энергии и передачу ее на верхние уровни, каналы связи с соответствующей каналообразующей аппаратурой для передачи информации, внедряемые в электрические сети должны удовлетворять требованиям созданной инфраструктуры.

2.8.6. Сети связи в распределительных электрических сетях

1. Функционирование АСУ обеспечивается сетями связи.

Основные задачи сетей связи:

- передача всех видов информации по единой транспортной среде;
- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;
- повышение живучести и надежности функционирования сети в целях управления нормальными и аварийными режимами;
- 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.

2. В период до 2025 года телекоммуникации (включая сети связи) должны сохранить основные тенденции развития:

- увеличение роли волоконно-оптических и цифровых беспроводных сетей связи;
- сохранение роли каналов связи по линиям электропередачи.

3. Принципы создания и развития сетей связи:

- организация необходимого набора средств связи с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- переход на цифровые сети с применением нового оборудования и технологий;
- возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в зависимости от текущих потребностей;
- независимость полноты технологических и корпоративных услуг связи от транспортных технологий;
- возможность управления службой связи, вызовом и соединением со стороны пользователя;
- возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность использования создаваемой сети;
- удовлетворение потребностей различных потребителей, в том числе, в случаях чрезвычайных ситуаций;
- соответствие базовым принципам Генеральной схемы создания и развития Единой технологической сети связи электроэнергетики.

4. Структура сетей связи должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях: структурных подразделений АО «Орёлблэнерго», включая участки филиалов, в том числе, с узлами связи смежных сетевых организаций, поставщиков

электроэнергии, а также с узлами связи сети общего пользования Российской Федерации.

Техническая структура сетей связи должна формироваться 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.

Техническая структура сетей связи должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

5. В состав сетей связи должны входить существующие и строящиеся линии и сети связи, а также арендованные каналы:

- кабельные линии связи;
- волоконно-оптические линии связи;
- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи);
- сети телефонной связи.
- линии широкополосной связи по технологии BPL PLC

6. Система управления сетей связи должна формироваться на базе центров управления и обеспечивать эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи предполагает 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 сетей связи РСК должно быть предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонентов - баз данных, серверов и каналов управления.

2.9. Режимы работы сетей и управление режимами

2.9.1. Расчеты установившихся режимов

1. Расчеты электрических сетей должны выполняться для нормального, аварийного и послеаварийного режима сети.

2. Задачи расчета:

- определение оптимальных точек потокораздела;
- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня нагрузок (в нормальном и послеаварийном режимах);
- выбор схем и параметров сети, оценка загрузки элементов сети;
- проверка выполнения требований к качеству напряжений и выбора средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Расчеты необходимо проводить с оценкой двух состояний электрических сетей - для условий годового максимума и минимума нагрузки.

3. Расчет сети предполагает включение в работу всех линий электропередачи и силовых трансформаторов при условии, что сети 6-10 кВ, имеющие двухстороннее питание от разных подстанций, принимаются разомкнутыми.

4 При проведении расчётов режима минимальной нагрузки рекомендуется рассматривать условия снижения летнего максимума нагрузки до 30%.

5. Для проверки соответствия рекомендуемой схемы электрической сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчёты послеаварийных и других (характерных) режимов.

2.9.2. Регулирование напряжения

1. При выборе средств регулирования напряжения в сетях 6-10/0.4 кВ следует исходить из того, что на подстанциях 35-220 кВ устанавливаются трансформаторы с устройствами регулирования напряжения, предназначенными для работы в автоматическом режиме, а в ТП 6-10/0,4 кВ установлены трансформаторы с ручной, ступенчатой регулировкой напряжения (при отключённом трансформаторе).

2. Выбор мощности компенсирующих устройств и мест их установки в сетях производится исходя из условия обеспечения минимума потерь мощности с учетом обеспечения пропускной способности сетей в нормальных и послеаварийных режимах.

При этом необходимо поддерживать необходимые уровни напряжения и запасов устойчивости, а также максимально допустимые уровни напряжения в режимах летнего и/или зимнего максимума нагрузки.

3. Установка дополнительных компенсирующих устройств должна выполняться в узлах нагрузки или непосредственно у потребителя.

2.10. Эксплуатация электрических сетей

2.10.1. Технические требования к эксплуатации сетей

1. Переход к ремонтам на принципах выполнения работ по критериям технического состояния с определением эффективного минимума ключевых характеристик при его эксплуатации.

2. Основные требования:

- минимум продолжительности отключения потребителей;
- внедрение надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния электрооборудования сетей без вывода его из работы;
- оптимизация запасов электрооборудования по условиям надежности и риска отказа;
- механизация выполнения работ на сетевых объектах.

3. Техническое обслуживание и ремонты в электрических сетях под напряжением. Для перехода к техническому обслуживанию и ремонтам (ТОиР) под напряжением необходимо:

- повышать механическую прочность конструктивных элементов и оптимизировать изоляционные расстояния для обеспечения устойчивой работы электроустановок при внешних воздействиях;
- применять упрощенные конструкции аппаратов с видимым разрывом и заземляющими устройствами;
- использовать арматуру, приспособленную для удобного отсоединения и подключения элементов сети под напряжением;

2.10.2. Организация технического обслуживания и ремонтов

1. Оценку технического состояния электрооборудования, конструкций и материалов рекомендуется выполнять с использованием 2-х критериев - надежности (показателя μ - статистики отказов) и срока службы оборудования T .

2. Решение о продлении сроков эксплуатации должно приниматься на основании функциональной диагностики (оценки работоспособности с учетом вероятных дефектов и вероятности их развития до отказа), по результатам технического освидетельствования, выполняемого с привлечением специализированной организации.

3. Планирование ремонтов должно осуществляться на основе оценки текущего технического состояния электрооборудования с учетом его важности и с использованием средств мониторинга состояния и надежных методов и средств диагностики. Данный подход к ТОиР должен сократить затраты на проведение работ по сравнению с планово-предупредительной организацией ремонтных работ.

4. Организация ТОиР должна осуществляться:

- с применением методов дистанционного контроля и возможности изменения схем питания сетей;

- совершенствования структур управления и обслуживания;
- анализа показателей технического состояния оборудования и объектов до и после ремонта по результатам диагностики;
- функционального выделения персонала для работ по техническому обслуживанию и ремонтам;
- применения новых технологий обслуживания и ремонта оборудования подстанций, линий электропередач и новых материалов, обеспечивающих качество и снижение затрат;
- механизация выполнения работ на линиях электропередачи и подстанциях, в первую очередь, наиболее трудоемких видов работ;
- регулярного проведения тренировок персонала;
- разработка и совершенствование нормативно-технической и эксплуатационной документации, технологических карт на выполнение ТОиР.
- оценки технического состояния электросетевых объектов по результатам их технического освидетельствования, проведенного с привлечением персонала специализированных организаций.

5. Автоматизация ТОиР сетей должна обеспечить:

- применение методов проведения обслуживания и ремонтов для разных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;
- использование эффективного оборудования для снижения издержек на организацию и планирование работ;
- повышение надежности и безопасности работы оборудования, снижение аварийности, травматизма и количества несчастных случаев;
- моделирование показателей эффективности сети при различных вариантах ремонтов, реконструкции и технического перевооружения;
- расчет вероятности отказа и времени ремонтов оборудования;
- подготовку списка ремонтных работ и предложений по инвестициям в новое оборудование.

2.10.3. Организация и проведение капитального ремонта

1. В целях наиболее полного и рационального выполнения ремонтных работ следует применять комплексную систему организации и планирования (прогнозирования) объемов, что позволит:

- повысить производительность труда за счет исключения повторяющихся непроизводительных затрат рабочего времени на подготовку и завершение каждого вида работ на объекте;
- сократить продолжительность и количество плановых отключений для проведения ремонтов;
- повысить эффективность использования машин и механизмов, сократить время на переезды к месту работ;

- улучшить организацию труда и качество выполняемых работ на объекте.

2. Все работы должны выполняться в регламентированной последовательности для отдельных комплексов с прогнозированием затрат и объемов последующих ремонтов. Комплексы включают в себя техническое обслуживание и капитальный ремонт объектов.

3. Основой планового ремонта сетей является капитальный ремонт объектов. При этом необходимо использовать комплексный метод ремонта, при котором на ремонтируемом объекте выполняются работы по поддержанию или восстановлению первоначальных эксплуатационных показателей, параметров отдельных элементов и сетей в целом, а также по ликвидации отступлений от требований действующих нормативно-технических документов.

4. Физические объемы работ определяются исходя из уровня технического состояния объектов сети.

5. Для линейных объектов должна устанавливаться единая периодичность ремонтов вне зависимости от типа опор. Периодичность капитальных ремонтов должна быть не чаще 1 раза в 6 лет в соответствии с действующими нормативами по технической эксплуатации.

6. При проведении ремонтов должны выполняться требования нормативно-технических документов с разработкой мероприятий, направленных на повышение надежности электроснабжения и снижение потерь электроэнергии.

7. Основой планирования работ являются многолетние графики комплексного ремонта, составляемые на утвержденный цикл, и годовые графики с учетом обеспеченности трудовыми, материальными и финансовыми ресурсами.

8. График производства работ должен состояться из условий:

- максимально возможный объем работ на объекте должен выполняться без перерыва электроснабжения потребителей;

- работы, связанные с отключением, проводить в максимально сжатые и удобные для потребителя сроки при минимуме ущерба от перерыва электроснабжения.

9. Работы по проведению капитального ремонта сетей должны выполняться по откорректированным, применительно к местным условиям, технологическим картам или проектам производства работ.

10. Капитальный ремонт кабельных линий производится по мере необходимости. Объемы ремонта кабельных линий определяются на основании:

- выявленных дефектов силового кабеля, кабельных муфт, сооружений или конструкций, под которыми проложен кабель;

- результатов анализа аварийных пробоев кабеля и его пробоев при профилактических испытаниях;

- данных, выявленных в процессе эксплуатации устарелых, изношенных или имеющих конструктивные или заводские дефекты отдельных участков кабельной линии, соединительных и концевых муфт.

11. При приемке объектов из капитального ремонта объектов производится проверка на соответствие фактически выполненных работ объемам, включенным в ведомость объема ремонта:

- наличие протоколов, актов, ведомостей;
- оформление ремонтно-технической документации;
- выборочно, с выездом на место, объем и качество выполненных работ.

Результаты работы комиссии оформляются Актом приемки отремонтированных и модернизированных объектов электрических сетей с указанием оценки качества выполнения ремонта.

2.10.4. Общие требования к мониторингу технического состояния

- открытость и дальнейшее эволюционное совершенствование от традиционной обработки статистического материала до автоматизированных систем сбора, хранения и обработки информации о сетевых объектах;
- иерархическое построение системы;
- максимальное использование отчетной информации;
- адаптивность с другими системами мониторинга.

3. Реализация технической политики

1. Техническая политика реализуется через разработку и контроль выполнения инвестиционных программ:

- нового строительства;
- расширения;
- реконструкции;
- модернизации и технического перевооружения электрических сетей;

2. В схемах развития сетей должны быть учтены:

- цель и задачи разработки Схем;
- технические и информационные требования к разработке Схем;
- единые технические, экономические и экологические критерии выбора и обоснования принятых решений.

3. В программах нового строительства, расширения, реконструкции, модернизации и технического перевооружения сетей должны быть разработаны мероприятия в части:

- повышения сетевой надежности;
- обеспечения качества электрической энергии;
- снижения потерь электрической энергии в сетях;
- повышения пропускной способности сетей;

- повышения эффективности эксплуатации сетей, в том числе:

- обеспечивающие возможность временного адресного отключения электроснабжения потребителей в соответствии с действующими нормативно-техническими документами;
- профессиональной подготовки эксплуатационного персонала;

а также сводные показатели объемов нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения.

3.1. Схемы развития электрических сетей

3.1.1. Цель разработки Схем

Обоснование оптимальных направлений развития сетей для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей г. Орла, районных центров области и эффективного функционирования сетей на проектный период.

Проведение технической политики предусматривается на основании разработки генерального плана развития территории, без которого невозможно достоверно определить потребность в новых сетях, подстанциях и линиях электропередачи на различные сроки перспективного развития.

В этой связи электросетевые организации и региональные власти должны совместно заниматься перспективным планированием, изучением спроса на электрическую энергию и мощность.

3.1.2. Требования к Схемам развития сетей

1. Схемы развития должны содержать:

- анализ технического состояния сетевых и прилегающих перспективных генерирующих или смежных сетевых объектов и их соответствия требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей для расчетных электрических нагрузок;

- результаты технического аудита, освидетельствования электрооборудования, конструкций и материалов, срок службы которых заканчивается в течение расчетного периода;

- перспективные электрические нагрузки и рост (коэффициент роста) электрических нагрузок;

- технические направления и решения по увеличению пропускной способности электрических сетей;

- принципы, технические и схемные решения повышения управляемости, надежности функционирования, эффективности и безопасной эксплуатации сетей;

- основные параметры сетевых объектов, предусмотренных в планах развития, в том числе, размещение вновь сооружаемых ЛЭП и подстанций;

- последовательность (этапы) нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения конкретных сетевых объектов;

- оценку потребности в основном электрооборудовании, конструкциях и материалах, а также оценку стоимости инвестиций по укрупненным показателям;

- рекомендации в части:

- регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- применения РЗА, диспетчеризации и телемеханизации сетей;
- применения современных средств и методик диагностики электрооборудования, конструкций и материалов;
- учета электрической энергии и организации эксплуатации сетей.

3.1.3. Формат Схем развития сетей

1. Схемы разрабатываются с учётом требований, изложенных в «Инструкции по проектированию городских электрических сетей», РД 34.20.185-94 с изменениями и дополнениями от 29.06.1999 г. № 213., «Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением» СП341.1325800.2017 с изменениями от 27.12.2021 №1019, и ПУЭ.

2. Схемы перспективного развития разрабатываются на основе программы развития региона, прогнозного спроса на присоединенную мощность, с учетом развития объектов электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций и источников генерации в регионе.

3. Схемы развития должны быть согласованы с администрацией субъекта Российской Федерации.

4. Схемы должны быть рассмотрены и утверждены Советом директоров АО «Орёлблэнерго».

3.1.4. Техническая и информационная основа разработки Схем

1. Основанием для разработки Схемы развития сетей должно быть:

- результаты технического аудита электросетевых объектов и диагностики технического состояния сетевых объектов;
- требования (предпосылки) для увеличения пропускной способности электрических сетей;
- государственные или региональные программы социально-экономического развития региона, в том числе, перспективные планы социально-экономического развития субъекта Российской Федерации, муниципальных образований, поселений, перспективные показатели потребления электрической энергии (электрических нагрузок);
- инвестиционные проекты или программы развития сетей;
- отчетные эксплуатационные показатели работы (надежность функционирования сетевых объектов, экономические показатели на исходный год и другие), планы развития сетей на среднюю и длительную перспективу;

- поступившие заявки на осуществление технологического присоединения электроустановок юридических (физических) лиц к электрическим сетям;
- технико-экономические доклады (обоснования) и научно-исследовательские работы, характеризующие технический прогресс в области применения (в том числе, расширения применения) электроэнергии в различных отраслях экономики региона;
- достижения и возможности применения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

3.1.5. Выбор и обоснование принятых решений

1. Выбору схемных решений должна предшествовать проверка существующих сетей на новые нагрузки. По результатам расчетов должны быть:

- сделаны выводы о правомерности переустройства действующих и строительства новых электросетевых объектов;
- приведены возможные варианты решения поставленных перед Схемой развития сетей задач и устранения узких мест в функционировании сетей с технико-экономическими обоснованиями.

2. Технические направления развития сетей на предстоящий период должны быть с учётом Концепции развития ЕНЭС, сетей филиала ПАО «Россети Центр» — «Орелэнерго» и генерации электроэнергии на перспективу до 2029 года.

3. Необходимость нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов определяется на основе перспективных нагрузок и требований к надежности электроснабжения;

4. Выбор параметров сетевых объектов (сечение проводов, мощность силовых трансформаторов и другие) осуществляется на основании технико-экономических расчетов.

5. Целесообразность строительства и выбор напряжения намечаемых к строительству подстанций подтверждается технико-экономическими расчетами вариантов развития сетей.

6. Если, согласно электрическим расчетам сетей 6-10 кВ, будет исчерпан резерв пропускной способности действующих ЛЭП до конца проектного периода, в Схеме развития сетей должны быть рассмотрены варианты повышения их пропускной способности.

7. Исходя из роста электрических нагрузок, надежности электроснабжения потребителей и требований Норм технологического проектирования и других нормативно-технических документов при наличии сетей напряжением 6 кВ необходимо рассмотреть и принять решение о целесообразности их перевода на напряжение 10 кВ.

3.2. Программа (инвестиционная) строительства, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей

3.2.1. Структура программы

1. Программа реконструкции и технического перевооружения электрических сетей (программа развития сетей) объединяет мероприятия, направленные на повышение энергетической эффективности работы сетевой организации, предусматривающие:

- повышение сетевой надежности;
 - обеспечение надежности электроснабжения потребителей;
 - обеспечение качества электрической энергии;
 - снижение потерь электроэнергии в сетях;
 - повышение пропускной способности сетей;
 - обеспечение безопасности и эффективности эксплуатации сетей;
- сводные показатели объемов нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения, в том числе:
- развития автоматизированной цифровой информационно-измерительной системы учета электроэнергии;
 - автоматизации сетей и создания АСУТП объектами электросетевого хозяйства с использованием цифровых технологий.

2. Целью разработки и реализации Программы развития сетей является выработка согласованных заданий (проектов) и обоснования инвестиций для устойчивого развития сетей на ближнюю и среднесрочную перспективу (1-3-5 лет).

3. Требования к Программам:

- единые принципы формирования, выполнение корпоративных стандартов и положений при разработке;
- выявление приоритетов развития и выстраивание очередности проведения технических и организационных мероприятий при реализации;
- оценка эффективности отдельных подпрограмм, инвестиционных проектов и Программы в целом по единой методике;
- представление Программ развития в едином формате.

4. Перечень мероприятий, предусматриваемых Программой, должен обосновываться основными положениями Схем развития сетей.

5. Повышение качества принятия решений при проведении единой технической политики, разработке Схем и программ развития сетей должно основываться на материалах технического аудита.

Технический аудит сетевых объектов состоит в оперативном получении информации о состоянии, техническом уровне и эксплуатационной надежности основного электрооборудования, конструкций и материалов в действующих сетях с использованием информационной системы мониторинга.

3.2.2. Мероприятия по повышению сетевой надежности

1. Основная цель - снизить продолжительность и частоту плановых отключений, а также вероятность и продолжительность аварийных отключений электроустановок потребителей.

2. Основные задачи:

- анализ послеаварийных режимов, вызванных климатическими аномалиями;
- периодическая проверка соответствия параметров оборудования меняющимся условиям их работы в сети;
- изучение наиболее характерных причин повреждений в сети и внедрения мер по предотвращению аварийных ситуаций;
- совершенствование системы организации ремонтов, направленное на сокращение количества плановых отключений при выводе из работы оборудования;
- внедрение работ на ВЛ под напряжением, позволяющих максимально сократить время перерывов электроснабжения при устранении повреждений и замене оборудования.

3. Основные мероприятия по повышению надежности в сетях 6-10 кВ:

- совершенствование структуры сети:
 - секционирование и автоматическое включение резерва линий;
 - установка пунктов автоматического отключения на ответвлениях от магистрали;
 - построение цифровых активно-адаптивных систем управления электросетевыми объектами РСК
- повышение надежности участков сети посредством замены наиболее ответственных элементов на новую элементную базу, позволяющую уменьшить риски повреждений;
 - совершенствование требований по надежности к электрооборудованию линий электропередачи и подстанций, включая устройства РЗА, на этапах проектирования, закупок, строительства, монтажа и эксплуатации;
 - строительство ВЛЗ 6-10 кВ с использованием на опорах требуемой механической прочности защищенных изолированных проводов;
- создание оптимального аварийного запаса кабелей, опор, проводов и других материалов (конструкций) для проведения ремонтов;
- внедрение современной системы механизации и связи для сокращения времени восстановления ЛЭП после аварии, а также прогнозирования аварийных ситуаций;
- заранее проработанная логистика работы аварийных бригад; отработка взаимодействия обслуживающего персонала при массовых гололедных и ветровых авариях, противоправных актах населения;

- укомплектование электростанциями мощностью до 50 кВ·А для обеспечения бесперебойного электроснабжения электроустановок потребителей при проведении плановых и/или аварийных ремонтов;
- развитие методического обеспечения по организации анализа, формированию и поддержанию информационных баз технологических нарушений:
 - разработка нормативно-технических документов по оценке надежности сетей по результатам эксплуатации;
 - совершенствование организации ремонтов с учетом фактора надежности.

3.2.3. Мероприятия по обеспечению качества электроэнергии

1. Управление качеством электроэнергии предусматривает:

- организацию мониторинга качества электроэнергии в сети;
- принятие и выполнение организационно-технических и технологических мероприятий по обеспечению качества электроэнергии, подтверждение имеющегося Сертификата качества электроэнергии.

2. Требования к системе мониторинга качества электроэнергии

- Информация, поступающая в информационную систему мониторинга, должна быть:
 - достоверной, аргументированной и документально подтвержденной;
 - оптимальной по составу и объему (с необходимой точностью) и не быть избыточной;
 - адекватно отражать технические аспекты сетей в части обеспечения надежности функционирования и пропускной способности, а также количества и качества электроэнергии, отпускаемой потребителям.

Перечень информации о состоянии сетей должен включать:

- общие показатели сетевых объектов;
- основные параметры воздушных и кабельных линий, трансформаторных подстанций и других сетевых объектов;
- показатели надежности;
- сроки ввода и/или замены основного электрооборудования, конструкций или материалов.

Информационная система должна выполнять функции сбора, хранения, анализа и представления информации о реальном состоянии сетевых объектов (комплексной инвентаризации и паспортизации сетевых объектов) с возможностью обмена с другими базами данных.

При этом должен происходить постоянный учет и анализ возникающих дефектов и нарушений в работе сетевых объектов, основных элементов сети, средств позиционирования объектов, методов планирования реконструкции и технического перевооружения.

Мониторинг выполняется на «региональном» уровне управления, в котором осуществляется сбор и обработка исходной информации, характеризующей техническое состояние и ресурсы без вывода его из эксплуатации.

На верхнем «центральном» уровне технологического управления должна производиться основная аналитическая и статистическая обработка информации с целью получения общих статистических данных для оборудования, условий эксплуатации.

3. Сертификация качества электроэнергии должна осуществляться в соответствии с положениями Федерального Закона «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ и Закона «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ.

Показатели качества электроэнергии должны соответствовать требованиям стандарта ГОСТ 32144-2013.

3.2.4. Мероприятия по повышению эффективности и безопасности эксплуатации электрических сетей

1. Обслуживание сетевых объектов должно проходить на принципах выполнения работ по критериям технического состояния и минимума продолжительности отключения потребителей.

2. Техническое обслуживание и регламент проведения работ должны рассчитываться на основе:

- наличия оборудования и материалов, дающих возможность организовывать своевременные ремонты и быстрое проведение аварийно-восстановительных работ;
- регулярных обследований состояния сетевых объектов;
- широкого использования авторизованного ремонтного и испытательного оборудования;
- повышения квалификации и регулярного проведения тренировок персонала, в том числе, в искусственно создаваемых аварийных ситуациях;
- возможностей изменения схемы питания сети;
- технико-экономического сравнения наиболее предпочтительных вариантов реконструкции сети с одинаковыми параметрами надежности.

3. Повышение эффективности эксплуатации электрических сетей обеспечивается на основе:

- внедрения надежных методов и средств диагностики технического состояния электрооборудования без вывода его из работы;
- механизации выполнения работ на ЛЭП и подстанциях;
- ремонтов воздушных линий под напряжением (без отключения);
- оптимизации аварийного резерва оборудования, конструкций и материалов, четкой организации ликвидации аварийных повреждений;

- оптимизации ремонтно-эксплуатационного запаса оборудования, материалов и конструкций для обеспечения подготовительных и ремонтных работ линий электропередачи и подстанций.

4. Осуществлять производство работ и организацию обслуживания сетей в соответствии с конструктивными особенностями сетевых объектов силами специально подготовленного и прошедшего аттестацию персонала.

3.2.5. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

Стратегическая цель - изменить тенденцию роста потерь электроэнергии и снизить суммарные потери в электрических сетях всех напряжений к 2025 году до уровня 11,2%.

Цель может быть достигнута в результате внедрения основных приоритетных мероприятий, предусматривающих:

- оптимизацию режимов сетей и совершенствование их эксплуатации;
- ввод в работу энергосберегающего оборудования;
- совершенствование расчетного и технического учета, метрологическое обеспечение измерений электроэнергии;
- уточнение расчетов нормативов потерь и балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом;
- выявление, предотвращение и снижение хищений электроэнергии;
- совершенствование организации работ, стимулирование снижения потерь электроэнергии, повышение квалификации персонала, контроль эффективности его деятельности.

1. Основные мероприятия по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации предусматривают:

- оптимизацию установившихся режимов электрических сетей по реактивной мощности и уровням напряжения;
- выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением;
- сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта оборудования сетей.
- внедрение цифровых технологий в процессы передачи электрической энергии и управления сетями;

2. При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей необходимо применять новое энергосберегающее оборудование и технологии, в частности:

- трансформаторы с уменьшенными потерями электроэнергии; показателем качества силовых и измерительных трансформаторов являются потери электроэнергии холостого хода, которые не должны превышать 0,84-0,85 Вт/кг при индукции 1,7 Тл (трансформаторная сталь с ориентированной структурой, аморфные сплавы и др.);

- измерительные системы и приборы учета электроэнергии повышенной точности, в том числе, системы и приборы учета реактивной составляющей электроэнергии;

- применять новые провода и электротехнические материалы;

- осуществлять перевод линий электропередачи и подстанций на более высокое номинальное напряжение;

- снижать долю низковольтных сетей и приближать сети среднего напряжения к потребителю.

3. Совершенствование расчетного и технического учета электроэнергии, метрологического обеспечения измерений электроэнергии и мощности должно осуществляться в направлениях:

- разработки, аттестации и ввода в действие методик выполнения измерений электрической энергии и мощности;

- обеспечения условий работы систем и приборов измерения электроэнергии в нормативных условиях и режимах их эксплуатации;

- установки средств измерений повышенных классов точности (однофазных счетчиков, трехфазных счетчиков, трансформаторов тока и напряжения);

- разработки и ввода в действие АИИС КУЭ, в том числе, АИИС КУЭ бытовых потребителей;

- обеспечения своевременности и правильности снятия показаний с приборов учета;

- исключения расчетов по приборам учета, установленным не на границе балансовой принадлежности, особенно для энергоемких потребителей;

- оснащения метрологической службы современными образцовыми средствами, поверочным оборудованием, необходимой вычислительной техникой, специализированной мобильной метрологической лабораторией, транспортными средствами;

- восстановления учета электроэнергии на подстанциях 6-10/0,4 кВ мощностью 160 кВ·А и более;

- внедрения системы расчетов балансов электроэнергии и потерь электроэнергии, ведения баз данных учета электроэнергии и мониторинга технического состояния электрических сетей с использованием современного программного обеспечения и каналов передачи информации;

- перехода от индукционных счетчиков к электронным счетчикам, обеспечивающим, в том числе, измерение реактивной составляющей энергии с формированием профиля потребляемой мощности и возможностью интервального учета;

- применения новых методов снятия показаний счетчиков, в том числе, автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии;

- отдельного подключения к измерительным трансформаторам приборов учета и устройств РЗА;

- оснащения подразделений филиалов комбинированными многофункциональными устройствами проверки правильности работы узлов учета электро-энергии, измерения сетевого тока, в том числе, переносными средствами необходимого класса точности для измерения нагрузок и напряжений в сетях 0,4 и 6-10 кВ для уточнения и режимов их работы.

4. Уточнение расчетов нормативов потерь, балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом должно проходить по следующим основным направлениям:

- внедрение сертифицированного программного обеспечения для расчетов технических потерь электроэнергии в оборудовании сетей; проведение ежемесячных расчетов;

- выполнение расчетов балансов электроэнергии с определением количества неучтенной электроэнергии по фидерам 0,38 и 6-10 кВ; выявление фидеров с высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии;

- расчет и анализ балансов электроэнергии по подстанциям и электрическим сетям в целом;

- формирование и анализ балансов реактивной электроэнергии (мощности).

5. Основные мероприятия по выявлению, предотвращению и снижению хищений электроэнергии включают:

- замену вводов в здания (от опоры ВЛ 0,38 кВ до вводных изоляторов), выполненных не изолированным (изношенным изолированным) проводом, на провода и кабели с видимым вводом, не позволяющие выполнить несанкционированное присоединение на данном участке сети (до прибора учёта) для без учётного потребления электроэнергии;

- установку и ввод в действие системы учета электроэнергии в сетях среднего напряжения на границах балансовой принадлежности;

- внедрение современных средств выявления несанкционированного потребления электрической энергии;

- защиту систем и приборов учета электроэнергии от несанкционированного доступа.

6. Разработке мероприятий по снижению потерь электроэнергии должны предшествовать:

- оценка технического состояния, метрологических характеристик и условий работы приборов учета, учитывающих поступление электроэнергии в сеть и полезный отпуск потребителям (периодичности поверки, ремонта, замены; режимов работы, условий применения и правильности включения систем измерения; наличия метрологического оборудования);

- анализ схем расстановки систем учета, схем поступления и отпуска электроэнергии с указанием границ балансовой принадлежности и точек учета поступившей и отпущенной электроэнергии;

- анализ организации работы по учету и контролю потребления электроэнергии, а также парка и условий работы приборов учета электроэнергии в сетях.

Указанный выше анализ должен осуществляться на стадии энергетического аудита.

7. Результаты аудита должны в обязательном порядке найти отражение в программе АО «Орёлблэнерго» по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в части снижения потерь электроэнергии в сетях.

3.2.6. Мероприятия по повышению пропускной способности сетей

1. Мероприятия по повышению пропускной способности должны разрабатываться при подготовке Схем развития сети с учетом планов развития генерирующих источников региона, смежных СО и планов развития поселений.

2. В периоды между разработкой Схем развития сетей повышение пропускной способности сетей 0,4 и 6-10 кВ следует обеспечивать, в основном, посредством:

- увеличения мощности действующих ТП до требуемой величины, в пределах предусмотренных проектом конструктивных возможностей.

- строительства новых (разгрузочных) подстанций;

- подвески дополнительных цепей на опорах действующих ВЛ, адаптированных к росту механических нагрузок;

- установки вольтодобавочных трансформаторов в точках ВЛ 6-10 кВ, в которых потери напряжения превышают допустимые значения.

- перевода сети напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ.

3.2.7. Сводные показатели объемов нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения

1. Сводные показатели Программы развития сетей предусматривают:

- основные задания для нового строительства сетевых объектов с учетом планов развития поселений;

- основные задания для расширения сетевых объектов;

- основные задания для реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов;

- ожидаемые результаты реализации Программы.

2. Программа включает:

- планирование инвестиций (предпроектный этап);

- осуществление инвестиций (проектный этап, пред инвестиционный этап, финансирование и контроль исполнения инвестиций);

- оформление активов (оформление прав собственности на законченные объекты строительства).

3. Разработка и исполнение инвестиционных проектов, включенных в Программу, предусматривает:

- согласование титульных списков на год с разбивкой по кварталам для планирования и освоения инвестиций;
- проведение конкурсов на подрядные работы и поставку электрооборудования, конструкций и материалов;
- контроль заключения и исполнения договоров на поставку электрооборудования, приобретение материальных ресурсов, проведение строительно-монтажных работ и услуг;
- представление отчетов об освоении финансовых ресурсов и выборочная проверка физических объемов выполненных работ;
- выборочную проверку правильности применения сметных норм и расценок, договорной цены и стоимости приобретаемых материально-технических ресурсов и оборудования на соответствие действующим рыночным ценам в регионах;
- участие в работе комиссии по приемке законченных строительством сетевых и вспомогательных объектов.

4. Приоритетными направлениями деятельности АО «Орёлблэнерго» должны стать направления, которые обеспечат финансовую независимость предприятия. В этой связи должны быть разработаны мероприятия по реструктуризации своих основных фондов, взаимодействию с действующими и потенциальными потребителями, обеспечению прогнозирования спроса и системы учета электроэнергии и другие мероприятия.

3.2.8. Внешние и внутренние факторы развития РСК

1. Для финансирования инвестиционных проектов развития электрических сетей следует ввести в практику разработку бизнес-планов на основе проведения маркетинга спроса и предложений на поставку электроэнергии (мощности) в зоне действия сетей АО «Орёлблэнерго».

Работа над бизнес-планами предусматривает проведение работ по изысканию финансовых средств - плата за технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям, использование части прибыли предприятия, частные инвестиции и кредитование при ставках более низких, чем ставки рефинансирования, использование части фондов социального развития, страховых, фондов местной администрации.

2. Основным инструментом регулирования финансовой деятельности является тариф на услуги по передаче электроэнергии и контроль условий поставок электроэнергии при равном доступе к сетям для всех пользователей.

Тарифная политика должна отражать интересы сетевой организации в части решения задач, направленных на повышение качества функционирования сетей, их техническое развитие с учетом достижений научно-технического прогресса и создание сетей нового поколения.

3. При формировании тарифа на электроэнергию (мощность) следует учитывать спрос потребителя, рассматривать возможности его долевого участия в инвестициях в сети. Участие потребителей в этом процессе повысит их

ответственность за заявки на прирост отпуска электроэнергии, стимулирует их к энергосбережению и повышению энергетической эффективности системы электроснабжения.

4. Развитие распределительного электросетевого комплекса потребует совершенствования системы отношений с потребителями. В договорах должны найти отражение условия предоплаты, отключения и подключения потребителей-неплательщиков, ответственность Сторон договора в части выполнения Закона об электромагнитной совместимости, права СО об изменении тарифа в зависимости от условий электроснабжения и качества электроэнергии.

Развитие экономических отношений должны создать условия для введения дифференцированных тарифов, отражающих стоимость поставки электроэнергии, удобных для заключения договоров.

Раздел 4. Управление технической политикой в РСК

4.1. Основные методы управления политикой

1. В рассматриваемый период управление сетевыми объектами будет осуществляться на двух уровнях РСК АО «Орёлблэнерго»:

- в г. Орле
- в филиалах.

2. В АО «Орёлблэнерго» должны быть разработаны положения по повышению эффективности управления распределительными электросетевыми объектами с использованием ключевых показателей эффективности:

- финансово-экономической деятельности;
- эксплуатационной деятельности (качества услуг/величины затрат);
- надежности электроснабжения, качества электроэнергии и снижения потерь электроэнергии.

В условиях рынка предстоит постоянно оценивать эффективность хозяйственной деятельности предприятия на основе:

- анализа сложившегося финансового, экономического и кадрового состояния предприятия и определения приоритетных задач на текущий момент;
- совершенствования тарифной политики;
- снижения ущерба от недоотпуска при отключениях потребителей и в результате хищений электроэнергии, а также низкого качества электроэнергии через принятие организационных и технических мер;
- формирования пакета инвестиционных программ;
- поддержания основных производственных фондов в объеме, необходимом для обеспечения достаточного уровня надежности электроснабжения при нормированном качестве электроэнергии.

3. Для управления технической политикой, координации работ по проблемам развития распределительного электросетевого комплекса, следует целенаправленно активизировать работу технического совета.

Технический совет должен осуществлять:

- методическое руководство разработкой и внедрением новой техники и цифровых технологий;

- подготовку предложений по разработке и внедрению новой техники и технологий, конечным и промежуточным работам, срокам их достижения, исполнителям конкретных работ, перечню научных проблем, выделяя приоритетные направления и проекты;

- экспертизу новой техники и технологий, подготовку соответствующих рекомендаций, заключений и предложений;

- подготовку предложений по перспективным НИОКР, пилотным проектам и новым нормативно-техническим документам.

4.2. Программа научных и конструкторских работ

4.2.1. Основные положения организации НИОКР и работ по услугам научно-технической направленности

1. Программы НИОКР формируются на основе:

- концепции развития распределительных сетей;
- планов перспективного развития сетей;
- программ нового строительства, реконструкции и технического перевооружения сетей;
- предложений научных, конструкторских, проектных организаций, испытательных и сервисных центров

2. Для обеспечения повышения надежности и эффективности сетевых объектов, на основе долгосрочной инвестиционной программы пятилетнего периода регулирования, ежегодно корректируются проекты инвестиционной программы текущего периода в целях, применения и внедрения нового энергоэффективного оборудования, новой техники, цифровых технологий:

- проекты внедрения новой техники и технологий, «пилотные» проекты;
- проекты по способам повышения точности измерительных приборов и систем измерения параметров электрической энергии;
- проекты по испытаниям проблемного оборудования и сетей;
- программу по энергосбережению и энергетической эффективности;

4.2.2. Основные направления программы научных и экспериментальных работ

1. Для распределительного электросетевого комплекса должна быть разработана целевая комплексная программа НИОКР на среднесрочную и долгосрочную перспективу, в которой должны найти отражение:

- разработка и внедрение цифровых технологий в процесс передачи электрической энергии;
- разработка регламентированной системы показателей надежности работы сетей на основе анализа и прогнозов развития ситуации в распределительных сетях АО «Орёлблэнерго»;
- анализ аварийности и разработка мероприятий по повышению надежности ЛЭП и подстанций, продлению срока их службы, в том числе, защиты от грозových перенапряжений;
- тенденции изменения, обоснование принципов и основных направлений развития сетей;
- разработка методического и нормативно-технического обеспечения устойчивого развития сетей на основе перспективных Схем;

- совершенствование экономических отношений; разработка инвестиционных программ реконструкции и технического перевооружения распределительных электрических сетей;

- новые технические решения и технологии для линий электропередачи, подстанций, распределительных и соединительных пунктов; системы автоматизированного управления, микропроцессорных устройств в схемах защит, АИИС КУЭ;

- технические и организационные мероприятия для снижения потерь электрической энергии в сетях;

- совершенствование информационного обеспечения и технических средств организации связи;

- исследование и разработка принципов нормирования надежности распределительных электрических сетей;

- новые принципы и технические решения для АСУ сетевыми объектами;

- разработка перспективных решений и мероприятий по совершенствованию систем обслуживания сетевых объектов.

2. Создание новой системы нормативно-технического обеспечения распределительного электросетевого комплекса как элемента общей системы нормативно-технического обеспечения электроэнергетики на следующих принципах:

- структура системы нормативно-технических документов (стандартов организации) базируется на едином перечне объектов электроэнергетики, включающем и объекты распределительного электросетевого хозяйства;

- преемственность между существующей и вновь создаваемой нормативно-технической базой;

- новая система стандартов должна охватывать все стадии жизненного цикла объектов:

- условия создания объекта;
- условия организации процесса производства;
- условия поставки продукции (услуг) для объекта;
- условия получения продукции (услуг), производимых объектом;
- охрана труда и техника безопасности.

3. В области нормативно-технического обеспечения распределительного электросетевого комплекса приоритетными направлениями являются разработка:

- системы корпоративных стандартов организации;

- предложений о порядке перехода к применению новых нормативных документов при разработке проектной документации, изготовлении строительных конструкций, выборе электрооборудования и новом строительстве с учетом гармонизации с международными нормативными документами;

- основных технических требований к совершенствованию и развитию нормативно-технической базы для управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей;

- Норм технологического проектирования объектов распределительных электрических сетей;

- Методических рекомендаций по техническому и экономическому обоснованию применения в сетях новых систем и устройств автоматизации (в том числе, АИИС КУЭ), новых принципов построения сетей и методов повышения устойчивости сетевых объектов, повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии;

- Методических рекомендаций по нормированию и обеспечению надежности электроснабжения и качества электрической энергии;

4.2.3. Экспериментальное внедрение новых видов электрооборудования, конструкций и материалов (пилотные проекты)

Ввести в практику внедрения новой техники и новых технологий при строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, организацию проведения пилотных проектов.

Статус «пилотного» присваивается проектам, обладающим следующими характеристиками:

- наличие обоснованной потребности применения новой техники или технологии;

- новизна научно-технических решений, заложенных в основу проектных решений, обеспечивающая достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности проектируемого объекта или электрической сети в целом;

- наличие научно-технического задела в части разработки новой техники или технологии, позволяющее предполагать положительный результат их разработки и внедрения;

- решение технического совета АО «Орёлблэнерго» с рекомендацией о строительстве объекта с применением образцов новой техники или технологии.

Осуществлять периодическое рассмотрение основных итогов и материалов международных, национальных и корпоративных мероприятий (конференций, семинаров, выставок и других).

4.2.4. Аттестация электрооборудования, технологий и материалов. Организация закупок

1. Электрооборудование, технологии и материалы отечественного и импортного производства (разрабатываемые или используемые на электросетевых объектах) должны удовлетворять современным требованиям и соответствовать Техническому Регламенту Таможенного Союза о безопасности низковольтного оборудования.

2. Аттестация оборудования, технологий и материалов, как элемент входного контроля:

- приемка новых (не применявшихся ранее на сетевых объектах РСК) или аттестация видов оборудования, технологий и материалов отечественного производства в соответствии с указанным «Положением »
- экспертиза оборудования, технологий и материалов импортного производства;
- организация контрольных испытаний серийно выпускаемого оборудования, технологий и материалов;
- принятие обоснованных мер по исключению приобретения оборудования, технологий и материалов, не соответствующих требованиям корпоративных стандартов и условиям применения.

3. Основные направления технической политики в области организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг:

- увеличение доли открытых конкурсных процедур закупок оборудования, работ и услуг, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;
- гибкий подход к формированию требований к закупкам, работам и услугам для привлечения предложений с новыми техническими решениями;
- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемого оборудования;
- выстраивание партнерских отношений с ведущими производителями электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых материально-технических ресурсов и оборудования;
- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного оборудования и услуг при оптимальной стоимости;

4. Автоматизация в области управления закупками и материальными потоками:

- сокращение расходов и издержек посредством автоматизации закупочных процессов;
- повышение эффективности закупок продукции за счет создания централизованной базы данных о планируемых и реализуемых закупках с унифицированным доступом к информации;
- сокращение времени обработки заказов на закупку;
- оптимизация затрат на материальное обеспечение, в том числе, хранение оборудования и материалов за счет улучшения планирования.

4.3. Совершенствование проектирования объектов

Совершенствование проектно-изыскательской деятельности должно проходить в направлениях:

- обеспечения в проектах рационального использования земель, охраны окружающей среды, а также безопасности сетевых объектов;
- повышения качества проектирования и сокращение сроков выполнения проектной документации на основе автоматизации проектных работ;
- применения в проектах прогрессивного оборудования, позволяющего создавать построение цифровых активно-адаптивных систем управления (ЦИААС) электросетевыми объектами РСК;
- организации экспертизы проектной продукции;
- максимального использования типовых проектных решений при выполнении проектных работ.
- обеспечение качества проектирования сетевых объектов;
- повышение технического уровня объектов строительства за счет применения передовых технологий, современного оборудования и материалов, внедрения прогрессивных научных разработок в технологические циклы строительства и эксплуатации сетевых объектов;
- повышение уровня безопасности, надежности и экономической эффективности проектируемых объектов.

4.4. Показатели прогрессивности технических решений и технологий для перспективного развития сетей АО «Орёлблэнерго»

Показатели прогрессивности условно делятся на:

- функциональные и технологические;
- экономические;
- экологические, безопасности

Показатели прогрессивности технических решений

Таблица

Объект	Показатели	
	Функциональные и технологические	Экономические, экологические и безопасности
Распределительные электрические сети	Обеспечение электроснабжения потребителей по критерию (n-1). Создание не обслуживаемых сетевых объектов и электрооборудования, управляемых с применением цифровых технологий.	Технические потери электроэнергии не более 9-10%. Длительность перерывов электроснабжения потребителей не более 7-8 ч/(год, 100 км). Безопасность согласно техническим регламентам по экологии и электрической безопасности.
Трансформаторные подстанции	Компактное оборудование и блочное исполнение с высокой степенью заводской готовности. Цифровые способы телеизмерений и телеуправления производственными процессами и АСУТП подстанций. ТП и РП без постоянного обслуживающего персонала.	Снижение площади на 20-30%. Строгое соответствие техническим регламентам по экологии и безопасности.
Силовые трансформаторы	Для класса 6-10 кВ: - применение синтетических диэлектриков; - герметичные тр-ры; - сухие тр-ры; - симметрирующие тр-ры	Технические потери электроэнергии в номинальном режиме, не более 4-6%. Нормированное качество электроэнергии. Повышение пожарной безопасности в 2-3 раза. Взрывобезопасность.
Выключатели	Элегазовые — 6 -10 кВ: - механический ресурс ≥ 3000 циклов В-О; - коммутационный ресурс ≥ 30 операций. Вакуумные — 6 -10 кВ и ниже: - механический ресурс $\geq 20\ 000$ циклов В-О; - коммутационный ресурс ≥ 50 операций.	Строгое соответствие техническим регламентам по экологии и электрической безопасности. Минимум затрат на обслуживание. Без капитального ремонта в течение срока службы
Измерительные	Для трансформаторов до 20 кВ -	Не требуется ремонт в течение

трансформаторы	литая изоляция. Для АИИС КУЭ класс точности измерительной обмотки ТТ - 0,2 и 0,2S; ТН - 0,2.	срока службы. Электрическая безопасность. Взрывобезопасность и пожарная безопасность.
Ограничители перенапряжения	Уровень ограничения коммутационных и грозовых перенапряжений (соответственно) 1,8-1,9.	Не требуется ремонт в течение срока службы. Электрическая безопасность. Взрывобезопасность и пожарная безопасность.
Воздушные линии электропередачи 20 кВ и ниже	Количество отказов в расчете на 100 км в год: ВЛЗ - 4...6; ВЛИ 0,38 кВ - 1,0. Срок службы не менее 40 лет.	Соответствие техническим регламентам по экологии и безопасности. Минимум затрат на обслуживание. Устойчивость к воздействию внешних климатических факторов и грозовых перенапряжений. Снижение ширины просеки на 30% при ВЛИ и ВЛЗ.
Ж/б поры ВЛ	Защищённость от коррозии. Повышенная механическая прочность.	Устойчивость к воздействию внешних климатических факторов. Сведение к минимуму воздействия грозовых перенапряжений, токов ОЗЗ и КЗ.
Провода ВЛ	Самонесущие и защищенные провода, СИП Срок службы не менее 40 лет.	Линии с минимальными потерями электроэнергии. Сведение к минимуму воздействия грозовых перенапряжений, токов ОЗЗ и КЗ. Электрическая безопасность.
Линейная арматура и изоляторы	Удельная повреждаемость изоляторов, не более: - 10^{-4} стеклянных тарельчатых; - 10^{-5} полимерных и фарфоровых. Срок службы не менее 40 лет.	Обслуживание линий под напряжением. Снижение повреждений ВЛ в 2 раза при воздействии грозовых перенапряжений. Снижение затрат на монтажные работы в 2-3 раза.
Кабельные линии напряжением 10 кВ и ниже	Количество отказов в расчете на 100 км в год: - в городских, стеснённых условиях прокладки и эксплуатации КЛ 6-10 кВ - 10...13; КЛ 0,38 кВ – 5...7. Арматура из термоусаживаемых материалов. Срок службы не менее 40 лет.	Отсутствие внешних электромагнитных полей. Неразрушающие методы контроля.
ТО и ремонты	Переход к ТО и ремонтам на	Использование экологически

	основе оценки технического состояния. Применение методов и средств диагностики оборудования без вывода из работы.	безопасных технологий расчистки трасс ВЛ и территорий у ТП, РП
Устройства РЗА	Микропроцессорные устройства РЗА. Селективность и высокая чувствительность.	Самодиагностика, пожарная безопасность (дуговая защита)
АСУТП	Цифровизация процессов управления объектами РСК, автоматизация, управление переключениями. Управление ТОиР по реальному техническому состоянию и диагностике состояния оборудования. Организация обмена информацией с субъектами э/энергетики. Время прохождения сигналов - не более 2 с.	Сокращение времени выполнения переключений до 70%. Снижения времени восстановления электроснабжения - не менее 20%. Снижение производственного травматизма вследствие централизованного управления ТО и ремонтами, ликвидацией аварий. Продление срока службы оборудования. Повышение уровня безопасности выполнения работ.
АИИС КУЭ	Погрешность измерения активной электроэнергии не хуже 0,5%. Автоматизированный расчет балансов и потерь электроэнергии.	Автоматизация учета и потерь электроэнергии. Снижение потерь электроэнергии на 20% за счет повышения точности учета электроэнергии.