

Приложение
к Приказу ОАО «МРСК Центра
и Северного Кавказа»
от 14.11.2006 №228

ПОЛОЖЕНИЕ
о технической политике
в распределительном электросетевом
комплексе

Москва
2006

Настоящее Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе (далее - Положение) разработано в дополнение к Положению о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС».

Положение разработано ОАО «РОСЭП» при участии специалистов Центра управления межрегиональными распределительными сетевыми комплексами ОАО «ФСК ЕЭС» и ЗАО «ФИНЭКС Центр».

При разработке Положения учтены замечания и предложения:

- ОАО «МРСК Центра и Северного Кавказа»;
- ОАО «МРСК Урала и Волги», ОАО «МРСК Сибири»;
- ОАО «МРСК Северо-Запада»;
- ОАО «ВНИИЭ»; ОАО «Институт «Энергосетьпроект»;
- ОАО «НПО «Стример»;
- Департаментов ОАО «ФСК ЕЭС».

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 на основе апробированных при эксплуатации, научно обоснованных технических решений и технологий.

Положение обязательно для применения:

- предприятиями электрических сетей, управляемыми Бизнес-единицей «Сети» ОАО РАО «ЕЭС России»: межрегиональными распределительными сетевыми компаниями (МРСК) и региональными сетевыми компаниями (РСК);
- научно-исследовательскими, проектными, ремонтными, строительномонтажными и наладочными организациями, выполняющими работы применительно к объектам распределительных электрических сетей.

Положение рекомендуется для применения:

- генерирующими компаниями, промышленными предприятиями, научно-исследовательскими, проектными институтами, ремонтными, строительномонтажными и наладочными организациями, выполняющими работы на распределительных устройствах электрических станций, в том числе, атомных и подстанциях потребителей;
- МРСК и РСК при разработке Схем и программ развития распределительных электрических сетей, оценке приоритетов инвестиционной политики.

Срок действия Положения: до 2015 года.

Положение подлежит корректировке 1 раз в 2 года.

Замечания и предложения по тексту Положения предлагается направлять в Центр управления межрегиональными распределительными сетевыми комплексами ОАО «ФСК ЕЭС» (117630, Москва, ул. Академика Челомея, д. 5-а) или Филиал ОАО «НТЦ Электроэнергетики» - РОСЭП (111395, Москва Аллея Первой Маевки д. 15). Телефон: (495) 374-5311, Факс: (495) 374-6240, E-mail: rosep@rosep.ru

Содержание	Стр.
Основные документы послужившие основой для разработки Положения	8
Раздел 1. Введение	10
1.1. Современное состояние электрических сетей РСК	11
1.1.1. Исходные условия	11
1.1.2. Проблемы распределительного электросетевого комплекса	14
1.1.3. Прогнозные показатели	14
1.2. Цель и задачи технической политики	16
Раздел 2. Основные направления и содержание технической политики в распределительных электрических сетях	18
2.1. Общие требования к электрическим сетям РСК	18
2.2. Требования к выбору системы напряжений	19
2.3. Требования к схемам построения сетей	19
2.4. Подстанции и распределительные устройства	20
2.4.1. Технические требования к ПС 35-220/6-20 кВ	21
2.4.2. Технические требования к ТП 6-35/0,4 кВ	23
2.4.3. Технические требования к РУ 35-220 кВ и 6-20 кВ	23
2.4.4. Силовые трансформаторы	24
2.4.5. Реакторы	25
2.4.6. Измерительные трансформаторы	25
2.4.7. Вольтодобавочные трансформаторы линейные	25
2.4.8. Коммутационные аппараты	26
2.4.9. Комплектные РУ элегазовые	26
2.4.10. Ограничители перенапряжений нелинейные	26
2.4.11. Статические компенсирующие устройства	27
2.4.12. Диагностика основного оборудования подстанций	28
2.4.13. Экология подстанций	28
2.4.14. Перспективные технологии и технические решения	28
2.4.15. Ограничения по применению оборудования	29
2.5. Воздушные линии электропередачи	29
2.5.1. Требования к воздушным линиям электропередачи	29
2.5.2. Требования к воздушным линиям 0,38 кВ	30
2.5.3. Опоры	31
2.5.4. Фундаменты	31
2.5.5. Провода и грозозащитные тросы	31
2.5.6. Линейная арматура и изоляторы	32
2.5.7. Пункты автоматического включения резерва и секционирующие пункты	32
2.5.8. Защита ВЛ от грозовых перенапряжений	32
2.5.9. Диагностика ВЛ	33
2.5.10. Экология ВЛ	33
2.5.11. Требования к технологиям для ВЛ	33
2.5.12. Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ	33
2.6. Кабельные линии электропередачи	34
2.6.1. Требования к кабельным линиям	34
2.6.2. Схемы построения кабельных линий	34

2.6.3. Силовые кабели	34		
2.6.4. Требования к кабельной арматуре		35	
2.6.5. Защита от перенапряжений кабельных линий			35
2.6.6. Диагностика кабельных линий		35	
2.6.7. Требования к технологиям прокладки кабельных линий			36
2.6.8. Ограничения по применению технологий и оборудования			36
2.7. Устройства релейной защиты и автоматики		36	
2.7.1. Техническая политика в области релейной защиты и автоматики			36
2.7.2. Основные функции устройств релейной защиты и автоматики в сетях 6-110 кВ		37	
2.7.3. Основные требования к новым системам и аппаратам релейной защиты и автоматики			37
2.7.4. Селективная защита от однофазного замыкания на землю в сетях 6-35 кВ		38	
2.7.5. Схемы и системы питания вторичных цепей			38
2.8. Автоматизированные системы управления объектами РСК		39	сетевыми
2.8.1. Основные задачи технической политики		39	
2.8.2. Базовые принципы автоматизации		40	
2.8.3. Автоматизированная система технологического управления			40
2.8.4. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления		41	
2.8.5. Информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии			43
2.8.6. Сети связи в распределительных электрических сетях			44
2.9. Режимы работы сетей и управление режимами			46
2.9.1. Расчеты установившихся режимов		46	
2.9.2. Регулирование напряжения		47	
2.10. Эксплуатация электрических сетей		47	
2.10.1. Технические требования к эксплуатации сетей			47
2.10.2. Организация технического обслуживания и ремонтов			48
2.10.3. Организация и проведение капитального ремонта			49
2.10.4. Общие требования к мониторингу технического состояния			51
Раздел 3. Реализация технической политики в распределительных электрических сетях			52
3.1. Схемы развития электрических сетей РСК		52	
3.1.1. Цель разработки схем		52	
3.1.2. Требования к Схемам развития сетей РСК			52
3.1.3. Формат Схем развития сетей РСК		53	
3.1.4. Техническая и информационная основа разработки Схем			53
3.1.5. Выбор и обоснование принятых решений		54	
3.2. Программа реконструкции и технического перевооружения электрических сетей РСК		55	
3.2.1. Структура программы		55	
3.2.2. Мероприятия по повышению сетевой надежности			56
3.2.3. Мероприятия по обеспечению качества электроэнергии			57
3.2.4. Мероприятия по повышению эффективности и безопасности эксплуатации электрических сетей			58

3.2.5. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии	59
3.2.6. Мероприятия по повышению пропускной способности сетей	61
3.2.7. Сводные показатели объемов нового строительства расширения реконструкции технического перевооружения	62
3.2.8. Внешние и внутренние факторы развития РСК	62
Раздел 4. Управление технической политикой в распределительных электрических сетях	64
4.1. Основные методы управления политикой	64
4.2. Программа научных и экспериментальных работ	65
4.2.1. Основные положения организации НИОКР и работ по услугам научно-технической направленности	65
4.2.2. Основные направления программы научных и экспериментальных работ	65
4.2.3. Экспериментальное внедрение новых видов электрооборудования, конструкций и материалов (пилотные проекты)	67
4.2.4. Аттестация электрооборудования, технологий и материалов.	68
Организация закупок	68
4.3. Совершенствование проектирования объектов РСК	69
4.4. Показатели прогрессивности технических решений и технологий для перспективного развития сетей РСК	70
Таблица	71

Основные документы, послужившие основой для разработки Положения

1. Федеральные Законы:

- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ;
- « Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период...» от 26.03.2003 № 36-ФЗ;
- «Об энергосбережении» от 03.04.1996 № 28-ФЗ.

2. Постановления Правительства Российской Федерации:

- «Об утверждении правил согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике» от 19.01.2004 № 19;
- « 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;

- « Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам» от 06.05.2005 № 291;
- « О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» от 26.01.2006 № 41.

3. Доклад Министра промышленности и энергетики Российской Федерации Христенко В.Б. в Государственной Думе РФ (Москва, 25 мая 2005 года).

4. Приказы ОАО РАО «ЕЭС России»:

- О реализации решений Всероссийского совещания в г. Москве от 12.11.2004 № 660.

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

- « Об утверждении целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России» от 30.01.2006 № 68.

5. Концепция стратегии ОАО РАО « ЕЭС России» на 2003-2008 годы. Одобрена Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 29.05.2003.

6. Положение о технической политике ОАО « ФСК ЕЭС». Одобрено Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» на заседании 02.06.2006 (протокол № 34).

7. Программа действий по повышению надежности ЕЭС России, разработанная в соответствии с « Основными направлениями программы действий по повышению надежности ЕЭС России». Одобрена Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 24 июня 2005 года.

8. Приказы ФСТ России:

- «Об утверждении регламента рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и

на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности)» от 08.04.2005 № 130-э.

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

9. Стратегия развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период ОАО «ФСК ЕЭС» 25.12.2004.

10. Общие технические требования к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения. Утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 16.02.2005.

11. Концепция АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС».

12. Стратегия создания и развития ЕТССЭ на период до 2015 года. Утверждена приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.09.2005 № 99.

13. Концепция диагностики электротехнического оборудования ПС и ВЛ электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС». Одобрена ОАО «ФСК ЕЭС» 26.04.2005.

14. Основные технические направления развития (Концепция развития) распределительных электрических сетей на период до 2015 года.

Раздел 1. Введение

Устойчивое функционирование единого сетевого электроэнергетического комплекса России невозможно без надежной и качественной работы распределительных электрических сетей, которые являются завершающим звеном в системе обеспечения потребителей электрической энергией и находятся в непосредственном взаимодействии с конкретным потребителем.

Результатами работы сетей РСК во многом предопределяется качество, надежность и эффективность работы электросетевого комплекса ОАО «ФСК ЕЭС» в целом.

«Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе» (далее - Положение) разработано в соответствии с поручением Правления ОАО РАО «ЕЭС России» (протокол от 11.04.2005 № 119 пр/2).

Положение разработано в дополнение к Положению о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС», рассмотренному и утвержденному Советом Директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 02.06.2006 (протокол № 34).

Документ подготовлен в соответствии с Основными техническими направлениями развития распределительных электрических сетей на период до 2015 года (переданы в апреле 2006 года в ОАО «ФСК ЕЭС»), решениями Правления ОАО «ФСК ЕЭС», требованиями «Правил устройства электроустановок» и другими действующими нормативными материалами.

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

На основании Положения должен быть разработан комплекс нормативно-технических и методических документов, определяющих правила применения технических требований и решений Положения в процессе реализации программ нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей РСК.

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 проектирования.

Организация научных исследований, как важнейшего фактора развития распределительного электросетевого комплекса, является предметом Научно-технического центра Электроэнергетики.

1.1. Современное состояние электрических сетей РСК

1.1.1. Исходные условия

В качестве основных классов напряжений в сетях РСК используются сети напряжением 0,4; 6-10; 35; 110 и 220 кВ, которые на протяжении всего периода развития сетей практически не изменялись. На балансе РСК и ОАО энергетики и электрификации находится:

- около 17 тыс. подстанций напряжением 35-220 кВ и более 500 тыс. подстанций 6-35/0,4 кВ с установленной электрической мощностью трансформаторов около 423 млн. кВА;

- около 2,35 млн. км воздушных и кабельных линий 0,38-220 кВ, в том числе, 840 тыс. км линий напряжением 0,38 кВ; 1,1 млн. км - напряжением 6-10 кВ; 180 тыс. км - напряжением 35 кВ и 220 тыс. км - напряжением 110-220 кВ.

Воздушные сети построены по радиальному принципу. На воздушных линиях (ВЛ) 0,38-10 кВ использованы в основном, алюминиевые провода малых сечений, деревянные и железобетонные опоры с механической прочностью не более 27 кН·м. Сети проектировались по критерию минимума затрат на расчетные нагрузки 5-10 лет. Исходя из конструктивного исполнения срока службы ВЛ, по состоянию на 01.01.2004 отработали свой ресурс 52 тыс. км ВЛ 35-110 кВ, 560 тыс. км ВЛ 6-10 кВ и 510 тыс. км ВЛ 0,38 кВ.

Кабельные сети построены по петлевой схеме или в виде 2-х лучевых схем с 1-2-трансформаторными подстанциями. В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной маслом изоляцией с алюминиевыми жилами.

Основная часть (~70%) подстанций 35-220 кВ выполнена 2- трансформаторными с 2- сторонним питанием. На подстанциях 35 кВ установлены трансформаторы с устройствами регулирования напряжения и переключателями ответвлений без возбуждения; на подстанциях 110 кВ, как правило, - с устройствами РПН, но только 10% из них работают в автоматическом режиме. Парк силовых трансформаторов морально и технически устарел. Доля новых трансформаторов не превышает 7%. Основное количество (67%) подстанций было введено в эксплуатацию до 1980 года.

Отсутствие автоматического регулирования напряжения в центрах питания приводит к отклонению напряжения на шинах потребителей выше предельно допустимых значений ($\pm 10\%$).

Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ подключены к сетям, как правило, по тупиковой схеме в 1-трансформаторном исполнении. Из общего числа подстанций 6-10/0,4 кВ 13% выполнены в закрытом исполнении. Примерно 15% (от общего числа) подстанций находятся в неудовлетворительном состоянии.

Продолжается эксплуатация воздушных и масляных выключателей устаревших конструкций, более 40 % выключателей отработали нормативные сроки службы.

Автоматизация сетей 35-220 кВ и 6-10 кВ находится на относительно низком уровне - около 38% центров питания оснащены телесигнализацией и менее 16% имеют телеуправление.

Предприятия электрических сетей и 78 % РЭС имеют диспетчерские пункты, из которых около 60% оснащены диспетчерскими щитами и порядка 15% - устройствами телемеханизации. Находящиеся в эксплуатации устройства

телемеханики работают 8 и более лет. В качестве каналов связи применяются системы высокочастотной связи по линиям электропередачи и радиосигналы (УКВ связь).

Телемеханизация сетевых объектов - пунктов секционирования и автоматического включения резерва, распределительных пунктов и подстанций 6-10 кВ - осуществляется в отдельных РСК.

Релейная защита и автоматика выполнена с использованием электромеханических реле (~98%), которые имеют большие габариты и значительное потребление электрической мощности, разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, невысокую чувствительность. Около 50% всех комплектов релейной защиты находятся в эксплуатации более 25 лет и морально устарели.

В 1990-е годы из-за недостатка финансирования сократились темпы реконструкции, технического перевооружения и нового строительства сетей РСК. В результате износ сетевых объектов увеличился до 40% и более. Более 40% воздушных и кабельных линий, 30% подстанций находятся в эксплуатации дольше срока службы. Процесс старения сетевых объектов продолжается.

Наряду с физическим износом оборудования происходит его моральное старение. Средний технический уровень установленного подстанции оборудования в сетях РСК по многим позициям соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в ведущих странах мира 30 лет назад.

В результате показатели надежности электроснабжения в последние годы практически не изменяются, оставаясь невысокими в сравнении с аналогичными показателями зарубежных стран. В сетях 6-10 кВ происходит, в среднем, 26 отключений в год в расчете на 100 км воздушных или кабельных линий, в сетях 0,4 кВ - до 100 отключений. В результате происходит до 5-6 отключений потребителя в год (в технически развитых зарубежных странах до 1-2).

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 (13%), недостатки эксплуатации (6%), посторонние воздействия (16%) и невыясненные причины повреждений (28%).

Кабельные линии всех классов напряжения повреждаются из-за дефектов прокладки (до 20%), старения силового кабеля (31%), механических повреждений (30%), заводских дефектов (10%) и коррозии (9%).

Увеличивается количество повреждений силовых трансформаторов 35-220 кВ. Более 50% отказов вызваны старением и увлажнением изоляции, повреждениями комплектующих узлов - переключатели ответвлений, устройства регулирования напряжения и вводы.

Причинами повреждений трансформаторов, устройств регулирования напряжения и вводов являются дефекты конструкций, изготовления, монтажа и ремонта, несоблюдение правил и норм эксплуатации, а также токи короткого замыкания, перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-35 кВ, ударные токи и перегрузки.

Механизация ремонтов и технического обслуживания линий электропередачи и подстанций осуществляется с использованием транспортных средств общего назначения, строительных машин и механизмов,

предусмотренных нормативами их комплектования. В 2004 году парк самоходных машин и механизмов насчитывал 51,1 тыс. единиц. Доля машин, находящихся в неудовлетворительном для эксплуатации состоянии, составила около 24%. Оснащенность специальными самоходными средствами механизации находится по разным видам в пределах 56-97%.

Сохраняется низкий уровень оснащенности специальными механизмами (автогидроподъемниками, телескопическими вышками и передвижными электромеханическими мастерскими). Автомашины повышенной проходимости составляют около 75% от общего числа линейных автомашин.

В электрических сетях имеет место рост фактических (отчетных) потерь электроэнергии. За 1994-2004 годы потери электроэнергии в сетях всех классов напряжения увеличились с 78,1 до 107,5 млрд. кВт/ч (относительная величина с 10,09 до 12,95%). Технические потери электроэнергии в 2004 году составили 79,6 млрд. кВт/ч, коммерческие - 27,9. В отдельных сетевых компаниях фактические потери электроэнергии превышают 30% при обоснованных технических потерях 5-12%. Для сравнения: потери электроэнергии в сетях промышленно развитых стран находятся в диапазоне 4-10 %, коммерческие потери - (0,15-2,0)%.

В сетях РСК и ОАО энергетики и электрификации напряжением 220 кВ и ниже потери электроэнергии составляют 78% от общих потерь, из них в сетях 110-220 кВ - 28%; сетях 35 кВ - 16% и сетях 10-0,4 кВ - 34%.

Потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки («условно-постоянные»), составляют 24,7%, «нагрузочные потери» (зависимые от величины передаваемой по сети мощности) - 75,3% от общих потерь. В составе нагрузочных потерь 86% - потери в линиях передачи и 14% - в трансформаторах

В условно-постоянных потерях электроэнергии 67% составляют потери холостого хода трансформаторов, собственные нужды подстанций - 11%, прочие потери - 22%.

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 технических потерь являются:

- изношенность электрооборудования;
- использование устаревших видов электрооборудования;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим нагрузкам;
- неоптимальные установившиеся режимы в сетях РСК по уровням напряжения и реактивной мощности;
- влияние оптового рынка электроэнергии на режимы сетей.

Основными факторами роста коммерческих потерь являются:

- недопустимые погрешности измерений электроэнергии (несоответствие приборов учета классам точности, несоответствие трансформаторов тока существующим нагрузкам, нарушение сроков поверки и неисправности приборов учета электроэнергии);

- использование несовершенных методов расчета количества отпущенной электроэнергии при отсутствии приборов учета;

- несовершенство методов снятия показаний с приборов учета и выписки квитанций непосредственно абонентами бытового сектора;
- рост бездоговорного и неучтенного потребления электроэнергии (хищений);
- искажение объемов отпуска электроэнергии потребителям.

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 - РСК. Назрела необходимость в оптимизации режимов работы сетей, совершенствовании принципов их построения по уровням напряжения и видам исполнения, комплексной автоматизации, повышении качества и эффективности функционирования с учетом региональных особенностей, в том числе, расчетных климатических условий. Имеет место рост сетевых объектов, отработавших свой ресурс. При этом:

- **существует значительное несоответствие между требованиями потребителей и возможностями РСК в части надежности электроснабжения**
- **имеет место значительный разрыв в техническом оснащении и уровне распределительных электрических сетей России в сравнении с аналогичными показателями сетей технически развитых стран;**
- **остаются высокими фактические потери электрической энергии в сетях напряжением 0,4 и 6-10 кВ;**
- **расширяется применение в электрических сетях устройств микропроцессорной техники и электроники, что ведет к повышению требований к электромагнитной совместимости.**

Выход России на международный рынок и возрастание числа возможных поставщиков электрооборудования отечественных и зарубежных производителей требуют решения проблемы проведения сертификации (аттестации) электротехнической продукции.

Рост количества 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 только путем модернизации сетей на прежней технологической базе с использованием морально устаревших технических решений. Необходимы инвестиции в сетевые объекты на новой для российской электроэнергетики технической основе.

Эти и другие проблемы требуют своего решения при развитии распределительного электросетевого комплекса, создании сетей нового поколения, соответствующих мировому уровню.

1.1.3. Прогнозные показатели

В настоящее время в электроэнергетике России наблюдаются тенденции, сходные с мировыми. Потребление электроэнергии растет в среднем на 2% в год, а в ряде регионов - более чем на 10% в год. Так, в Московской, Ленинградской и Тюменской электросетевых компаниях рост потребления составляет 4-8%. В республиках Северного Кавказа (Дагестан, Ингушетия) максимум потребления электроэнергии на 50-90% превышает сегодня максимальные показатели советского периода.

В 14 регионах России уровень максимальных электрических нагрузок превысил аналогичные значения 1990 года (Москва и Московская область, Санкт-Петербург и Ленинградская область, Тюменская область и другие).

Доля непромышленного сектора в структуре потребления увеличивается еще быстрее (в Московском регионе в 2005 году она достигла 66%).

В ближайшие 10-15 лет рост потребления электроэнергии будет определяться умеренными темпами развития отраслей промышленности, ростом потребления электроэнергии в коммунальном и бытовом секторах. Рост потребления в непромышленной сфере ожидается вследствие роста числа коммерческих, финансовых и общественных учреждений, оснащения их различного рода техникой; в бытовой сфере - вследствие насыщения квартир изделиями бытовой электротехники и увеличения размеров жилья.

Потребление электроэнергии в промышленных отраслях (в расчете на одного жителя) составит 1,6-2,4 МВт·ч в год. Ожидаемое потребление электроэнергии в коммерческом секторе будет ежегодно возрастать на 2-3% в год. Потребление электроэнергии к 2010 году в целом по стране составит 800 млрд. кВт·ч, в 2015 году - 860-890 млрд. кВт·ч.

В результате электрические нагрузки в коммунально-бытовом секторе увеличатся до 2-5 раз, потребление электроэнергии в расчете на 1 семью из 3-х человек возрастет до 3,2 МВт·ч в год. При этом не следует ожидать значительного роста нагрузок и потребления электроэнергии в сельскохозяйственном производстве.

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.) наметилась устойчивая тенденция роста потребностей в электрической энергии и мощности;

- потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе имеет устойчивую тенденцию роста (за 90-е годы оно возросло с 102 до 140 млрд. кВт·ч или ~5% ежегодно);

- к 2015 году потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе удвоится, а электрические нагрузки возрастут в 2-4 раза.

Принимая во внимание недостаточно удовлетворительное техническое состояние и уровень сетевых объектов РСК, прогнозные показатели электрических нагрузок, а также опыт развития сетей в технически развитых странах, можно констатировать, что в предстоящий период предстоит большая работа по совершенствованию распределительного электросетевого комплекса. В этой связи необходимо:

- провести технический аудит и диагностику технического состояния сетевых объектов РСК;

- разработать Схемы развития распределительных электрических сетей напряжением 220-35 кВ, напряжением 6-10 кВ и 0,4 кВ с учетом планов развития генерирующих источников региона;

- разработать Программы нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей.

В период до 2015 года подлежат восстановлению или замене:

- более 1,0 млн. км воздушных и кабельных линий;

- около 45% силовых трансформаторов (~240 тыс. единиц) на подстанциях 6-10/0,4 кВ, почти 60% масляных выключателей, установленных в распределительных устройствах и секционирующих пунктах, и более 50% измерительных трансформаторов.

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

В этой связи Положение предусматривает разработку общих технических требований, технических решений и нормативно-технических документов для перехода к сетям, отвечающим требованиям потребителей и уровню экономики развития России этого периода.

1.2. Цель и задачи технической политики

Техническая политика в области развития сетей РСК предусматривает совершенствование и развитие распределительного электросетевого комплекса с использованием интеллектуальных систем управления процессом распределения электроэнергии.

Цель технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» заключается в эффективном управлении активами компании, определении при этом 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 в РСК;
- преодоление тенденции старения основных фондов сетей РСК и электрооборудования за счет увеличения масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению;
- создание условий для применения новых технических решений и технологий в системах обслуживания, управления, защиты, передачи информации, связи и систем учета электроэнергии (в том числе, автоматизированных систем управления сетями РСК);
- развитие методов эксплуатации с использованием современных средств диагностики, технических и информационно-измерительных систем;
- обеспечение современного высокого технического уровня сетей посредством использования новых технических решений и технологий;
- повышение эффективности функционирования сетевых объектов, снижение затрат на эксплуатацию сетей, а также фактических потерь электроэнергии в сетях РСК;
- совершенствование нормативно-технического и методического обеспечения деятельности РСК;
- привлечение инвестиций для реализации основных направлений развития сетей РСК.

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

- РСК при выдаче технических условий, планировании объемов нового строительства, расширения и реконструкции, использовании новых форм

организации обслуживания сетей, при разработке 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 организациями;

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

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» должна быть направлена также на развитие научных и проектных работ в части формирования программ НИОКР; расширения практики применения пилотных проектов для отработки новых технических решений и технологий в сетях РСК, создания и применения Корпоративного стандарта проектирования

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 РСК

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 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 обслуживания сетевых объектов и их автоматизации;
- сокращение затрат на распределение электрической энергии и окупаемость инвестиционных проектов;
- применение новых информационных технологий при управлении распределительными электрическими сетями;
- создание сетевых объектов или участков сети с интеллектуальным управлением.

3) В предстоящий период до 2015 года реконструкция и техническое перевооружение распределительных электрических сетей будут основными направлениями их развития на новых принципах и новой технической базе.

Реконструкция сетевых объектов при соответствующем технико-экономическом обосновании может совмещаться с переводом сетей на более высокий класс напряжения и приближением трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ к потребителям.

2.2. Требования к выбору системы напряжений

1) Учитывая отечественный и зарубежный опыт эксплуатации и развития сетей, в рассматриваемый период в России следует приступить к переходу на более высокие классы среднего напряжения (с 6-10 кВ на 20-35 кВ).

2) При проведении больших объемов работ по реконструкции (восстановлению) сетевых объектов необходимо рассматривать варианты перевода действующих сетей РСК на более высокий класс среднего напряжения.

3) Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Схем перспективного развития сетей РСК на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок.

4) Вновь сооружаемые воздушные магистральные линии среднего напряжения должны иметь конструкции опор и изоляцию, позволяющие осуществить в перспективе перевод сетей на более высокий класс напряжения без существенных дополнительных затрат по результатам технико-экономического обоснования.

5) До разработки Схем перспективного развития электрических сетей РСК напряжением 35-220 и 6-10 кВ вопрос перевода сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжений должен решаться в отдельной внестадийной работе в виде соответствующего технико-экономического обоснования.

6) При новом строительстве, расширении и реконструкции сетей напряжением 6-35 кВ необходимо рассматривать варианты проектных решений сети с нейтралью заземленной через дугогасящий реактор с автоматической компенсацией емкостных токов, или нейтралью заземленной через резистор

7) 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.

2.3. Требования к схемам построения сетей

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

2) В период до 2015 года при проектировании нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов РСК необходимо:

- применять сетевое резервирование в качестве схемного решения повышения надежности электроснабжения;

- сетевым резервированием должны быть обеспечены все подстанции напряжением 35-220 кВ;

- формировать систему электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования;

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

3) В качестве основных линий в сетях 35-220 кВ следует применять воздушные взаимно резервируемые линии электропередачи 35-220 кВ с автоматическим вводом резервного питания от разных подстанций или разных шин одной подстанции имеющей 2-стороннее независимое питание.

4) Основным принципом построения сетей с ВЛ 6-20 кВ следует принимать магистральный принцип, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной сети между двух центров питания через точку потокораздела (пункт автоматического включения резерва) с обеспечением нормированного качества напряжения всех потребителей в зоне действия магистрали при отключении одного из центров питания (послеаварийный режим).

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

5) Магистральные линии 6-20 кВ должны быть выполнены проводом одного сечения на опорах повышенной механической прочности и подвесных изоляторах, оснащенные секционирующими пунктами (как правило, столбового исполнения).

6) Строительство новых и реконструкцию линий электропередачи следует осуществлять на установленный срок службы по элементам ВЛ (~40 лет). Расчет параметров линий выполняется из условия повторяемости РКУ не менее 25 лет.

7) В сетях с кабельными линиями 6-20 кВ следует применять 2-лучевую или петлевую схему. Выбор схемы построения следует осуществлять на основании технико-экономического анализа.

8) 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.).

9) В сетях 6-20 кВ следует применять два вида автоматического включения резерва (АВР):

- сетевой АВР в пункте АВР, соединяющем две линии, отходящие от разных подстанций 35-220 кВ или разных секций шин 6-20 кВ одной подстанции 35-220 кВ;
- местный пункт АВР для включения резервного ввода на шины высшего напряжения подстанций 6-20/0,4 кВ или распределительных пунктов 6-20 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе и его отключения.

10) Для ответственных потребителей необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ и 6-20 кВ.

2.4. Подстанции и распределительные устройства

Основные требования к подстанциям и распределительным устройствам напряжением 35 кВ и выше содержатся в «Общих технических требованиях к трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам нового поколения» и «Нормах технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

2.4.1. Технические требования к подстанциям 35-220/6-20 кВ

1) Основные требования к подстанциям многого поколения

- создание подстанций с дистанционным управлением и контролем без постоянного обслуживающего персонала;
- компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности;
- надежность подстанций при работе в различных климатических зонах (посредством применения электрооборудования современного технического уровня и других мероприятий);
- применения на подстанциях электрооборудования, предназначенного для работы в экстремальных климатических условиях с учетом предельных температур (в частности, выключателей, заполненных смесью « элегаз-тетрафторметан », которая обеспечивает возможность их эксплуатации при температурах до - 50 °С);
- **комплексная автоматизация, обеспечивающая создание интегрированной системы управления технологическими процессами с подсистемами релейной защиты и автоматики, коммерческого учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;**
- **обеспечение резервируемыми каналами связи для передачи сигналов управления и состояния электрооборудования на диспетчерский щит или монитор, в том числе, диспетчерскими голосовыми каналами;**
- совместимость с действующим оборудованием сетей РСК;
- низкое потребление электроэнергии и снижение объема регламентных работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- **удобство проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта;**
- безопасность эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;
- экологическая безопасность.

2) Технологически решения подстанций должны выбираться из условий

- сокращения площадей подстанций путем оптимизации схемно-компоновочных решений и применения жесткой ошиновки;
- применения на подстанциях:
 - § закрытых распределительных устройств 35-220 кВ, в том числе, модульного исполнения;
 - § металлоконструкций порталов повышенной прочности и устойчивых к коррозии, в том числе, новых материалов для защиты строительных конструкций от коррозии;
 - § облегченных, предварительно напряженных, железобетонных стоек и свай под оборудование;
 - § различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов для снижения (или отказа) производства земляных работ;
 - § применения единого корпоративного стиля оформления фасадов зданий и сооружений с использованием утвержденных элементов;
- выполнения экологических мероприятий в соответствии с действующим законодательством.

3) При расширении, реконструкции и техническом перевооружении подстанций 35-110 кВ рекомендуется применять силовые трансформаторы единичной мощностью не выше 10 МВ×А на подстанциях 35 кВ и не выше 63 МВ×А - на подстанциях 110 кВ.

4) Силовые трансформаторы на подстанциях 35, 110 и 220 кВ должны быть оснащены автоматическими регуляторами напряжения.

5) В области автоматизации подстанций техническая политика должна быть ориентирована на поддержку применения во всех подсистемах АСУ технологических процессов подстанций микропроцессорных устройств, что позволит создать полностью автоматизированные подстанции.

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 РСК в централизованном порядке должна быть исключена возможность применения микропроцессорных элементов с закрытыми протоколами обмена, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

6) При реконструкции подстанций для замены устаревшего электрооборудования следует предусматривать оборудование, прошедшее сертификацию (аттестацию) и обладающее повышенной функциональной и эксплуатационной надежностью, экологической и технологической безопасностью, позволяющее применять дистанционное управление с удаленных диспетчерских центров при минимуме эксплуатационных затрат.

7) В сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью для эффективного предотвращения развития и перехода однофазных замыканий на землю в междуфазные короткие замыкания следует применять автоматическую компенсацию емкостных токов на основе плавно регулируемых дугогасящих реакторов с автоматическими регуляторами настройки компенсации.

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

9) Подстанции должны оснащаться системами пожарной сигнализации и пожаротушения в соответствии с требованиями нормативной документации

10) Инженерные системы подстанций

Основные требования:

- подстанции должны оснащаться соответствующими инженерными системами, системами технологического наблюдения и безопасности, в том числе, системами охранной сигнализации и контроля доступа на территорию подстанции;

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

9) Электромагнитная совместимость

При проектировании подстанций необходимо:

- выполнять заземляющие устройства, обеспечивающие выравнивание потенциала на территории и заземленном оборудовании подстанции;

- устанавливать защиту от прямых ударов молнии и проникновения импульсов перенапряжения во вторичные цепи;
- выполнять компоновку подстанции с учетом электромагнитного влияния первичных цепей и оборудования на вторичные цепи;
- выполнять расчеты уровней электрических наводок и помех, допустимых для применяемого электрооборудования, при выборе трасс и способов прокладки силовых кабелей и кабелей вторичных цепей на открытой части подстанций и в зданиях;
- 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.

2.4.2. Технические требования к подстанциям 6-35/0,4 кВ

1) Для электроснабжения электроустановок мощностью 25-1000 кВА в воздушных электрических сетях следует применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции (ТП) различных модификаций (столбовые, киоскового или закрытого типа).

2) В электрических сетях городов должны найти широкое применение малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру города, блочные комплектные ТП нового поколения с элегазовыми комплектными распределительными устройствами и малогабаритными вакуумными выключателями.

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

- в бетонной или металлической оболочке с тепловой изоляцией;
- с наружным или внутренним обслуживанием в зависимости от назначения и мощности подстанции;
- контейнерного и модульного типов;
- с встроенными щитами наружного освещения, позволяющими обслуживание другими организациями без захода в помещение подстанции;
- с современной коммутационной аппаратурой на стороне 6-20 кВ и автоматическими выключателями - на стороне 0,4 кВ;
- с кабельными вводами.
- с гибкой ошиновкой для связи трансформатора с РУ 6-20 и 0,4 кВ;
- малогабаритными сборками низкого напряжения для РУ низкого напряжения на токи короткого замыкания 30-70 кА.

4) Трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ мощностью 10-100 кВА должны иметь возможность установки на опоры линии (ТП столбового исполнения).

Тип опор и относительное размещение трансформатора и шкафа низкого напряжения должны соответствовать конструкции ввода высокого и вывода низкого напряжения. Конструкция ТП столбового исполнения должна обеспечить постепенный отказ от высоковольтных разъединителей и предохранителей.

5) При нагрузках 160 кВ·А и более рекомендуется применять конструкции ТП 6-20/0,4 кВ закрытого исполнения или киоскового типа с воздушными и кабельными вводами.

2.4.3. Технические требования к распределительным устройствам 35-220 кВ и 6-20 кВ

1) Требования к распределительным устройствам (РУ) 35-220 кВ:

- открытое исполнение РУ 220 кВ, закрытое или открытое - РУ 35-110 кВ;
- комплектные ячейки повышенной заводской готовности и комбинированные элегазовые аппараты для РУ 110-220 кВ открытого исполнения
- применение компактных ячеек;
- как правило, жесткая ошиновка блочной заводской комплектации;
- элегазовые РУ закрытого исполнения - в населенных пунктах с плотной и старой застройкой, культурно-исторических центрах;
- самодиагностика основного электрооборудования;
- прогрессивные технологии обслуживания оборудования;
- внедрение дистанционного управления коммутационными аппаратами;
- применение необслуживаемого оборудования или со сниженным объемом регламентных работ.

2) **Электрические схемы РУ 35-220 кВ должны соответствовать «Типовым принципиальным электрическим схемам РУ напряжением 6-750 кВ подстанций и указаниям по их применению».**

3) Основные требования к РУ 6-20 кВ:

- **закрытое исполнение, в том числе, с ячейками модульного типа на базе вакуумных выключателей;**
- **в ячейках с трансформаторами напряжения должны быть приняты меры по предотвращению резонансных повышений напряжения;**
- **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 устройствами релейной защиты и автоматики, аппаратами телеуправления, телесигнализации и приборами для определения мест междуфазных коротких замыканий, однофазных замыканий на землю в линиях 6-20 кВ.

4) В конструкции РУ 6-20 кВ должны применяться:

- модульные ячейки с воздушной комбинированной или элегазовой изоляцией и необслуживаемыми выключателями, разъединителями, выключателями нагрузки;
- моноблоки 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.

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

2.4.4. Силовые трансформаторы

1) Общие требования к трансформаторам, устанавливаемым на подстанциях 35-220 кВ:

- оснащение трансформаторов автоматическими устройствами регулирования напряжения РПН, в том числе, с микропроцессорными блоками управления;
- оснащение трансформаторов современными необслуживаемыми устройствами защиты масла;
- применение твердых вводов при номинальных токах до 2 000 А;
- возможность применения системы мониторинга состояния;
- низкий уровень удельных технических потерь электроэнергии

2) Основные требования к трансформаторам, установленным на ТП 6-20/0,4 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 Δ/Y_N 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

2.4.5. Реакторы

- в сетях 110 кВ - шунтирующие реакторы с высоконадежными выключателями с повышенным коммутационным ресурсом и устройством синхронной коммутации;

- в сетях 6-35 кВ - токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией для установки на вводах 6-20 кВ силовых трансформаторов или присоединениях отходящих линий.

2.4.6. Измерительные трансформаторы

1) **Измерительные трансформаторы 35-220 кВ** должны быть:

- электромагнитные трансформаторы напряжения антирезонансные или с емкостным делителем (для релейной защиты и автоматики);

- элегазовые, литые или масляные трансформаторы тока взрывобезопасного исполнения повышенной надежности и высокого класса точности (в том числе, 0,2 и 0,2 S);

- волоконно-оптические датчики тока.

2) **Измерительные трансформаторы 6-20 кВ** должны иметь:

- литую изоляцию;

- трансформаторы тока 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.

3) Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь:

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

- антирезонансное исполнение конструкции.

2.4.7. Вольтодобавочные трансформаторы линейные

1) **Вольтодобавочные трансформаторы** рекомендуется устанавливать:

- на линиях, не отработавших срок службы, в которых не обеспечивается качество электрической энергии удаленных потребителей (как правило, на «длинных линиях»);

- на подстанциях 35-110 кВ с устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании РПН или ПБВ;

- на распределительных пунктах и подстанциях напряжением 6-20 кВ совместно с конденсаторными батареями (в этом случае трансформаторы

обеспечивают регулирование напряжения $\pm 10-15\%$) в зависимости от схемы соединения.

2) Вольтодобавочные трансформаторы должны оснащаться встроенными трансформаторами тока и напряжения, блоком управления с программируемым микропроцессором для автономного управления по току, напряжению и мощности с фиксацией по времени.

2.4.8 Коммутационные аппараты

1) В сетях напряжением 35-220 кВ следует применять:

- элегазовые выключатели (в том числе, со встроенными трансформаторами тока) колонковые и баковые в сетях 110-220 кВ с пружинными приводами, устройством синхронной коммутации для аппаратов в цепи шунтирующих реакторов;

- разъединители с электроприводами основных и заземляющих ножей;

- элегазовые или вакуумные выключатели в сетях 35 кВ;

- разъединители:

§ преимущественно горизонтально-поворотного типа с одним разрывом на полюс;

§ с опорными стержневыми изоляторами (фарфоровыми улучшенного качества или полимерными).

2) В сетях напряжением 6-20 кВ следует применять:

- вакуумные выключатели;

- вакуумные выключатели нагрузки наружной установки;

- предохранители-разъединители.

3) Конструкция вакуумных выключателей должна обеспечивать:

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

- низкий уровень коммутационных перенапряжений;

- минимум операций по обслуживанию.

4) В сетях напряжением 0,4 кВ следует применять:

- выключатели наружного исполнения на токи до 250 А для секционирования ВЛ напряжением 0,38 кВ;

- мачтовые рубильники с предохранителями до 160 А и дугогасительными камерами на ВЛ 0,38 кВ в сельских населённых пунктах;

- автоматические выключатели 0,4 кВ исполнения У2 в распределительных устройствах низкого напряжения подстанций столбового и киоскового исполнения.

2.4.9. Комплектные РУ элегазовые

Для обеспечения надежности и безопасности электроснабжения ответственных потребителей рекомендуется применять:

- КРУЭ 110-220кВ;

- элегазовые токопроводы напряжением до 220 кВ;

- компактные КРУЭ 110 кВ для подстанций закрытого типа;

- малогабаритные КРУ 6-20 кВ с элегазовой или твердой изоляцией с выключателем нагрузки для нескольких присоединений для подстанций в условиях плотной застройки.

2.4.10. Ограничители перенапряжений нелинейные

1) Ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН) устанавливаются для защиты от воздействия грозовых и коммутационных перенапряжений электрооборудования на сетевых объектах всех классов напряжения

Ограничители перенапряжений 110-220 кВ должны иметь номинальный разрядный ток 10 кА, защитный уровень при номинальном разрядном токе не выше (соответственно) 280 и 550 кВ, пропускную способность 500 А.

ОПН 35 кВ - пропускную способность 400 А, защитный уровень 105 кВ.

2) ОПН устанавливаются на подходах ВЛ к распределительным устройствам подстанций со стороны подстанций.

3) 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 грозových часов в год;

- в сетях с ВЛ на деревянных опорах;

- в сетях с повышенными требованиями по надежности.

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

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

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

2.4.11. Статические компенсирующие устройства

1) Для поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности рекомендуется устанавливать статические компенсирующие устройства, в том числе:

- тиристорно-реакторные группы;

- конденсаторные установки;

- компенсирующие (с использованием фильтров) устройства;

- статические тиристорные компенсаторы на базе силовой электроники.

2) В слабо загруженных сетях 110 кВ для компенсации избыточной зарядной мощности линий могут использоваться управляемые и нерегулируемые шунтирующие реакторы с целью нормализации уровней напряжений.

3) Для обеспечения регулирования напряжения в сетях 35-110 кВ допускается подключение к обмотке трансформатора (автотрансформатора) нескольких реакторных групп, коммутируемых вакуумными выключателями.

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

5) В загруженных сетях 0,4-110 кВ при пониженных уровнях напряжения для снижения мощности потерь и обеспечения требуемых уровней напряжения следует применять конденсаторные установки путём их включения (или отдельных частей). Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений во всех режимах работы сети.

6) С целью поддержания параметров качества энергии и компенсации реактивной мощности переменной нагрузки, а также повышения устойчивости

электропередачи в сетях 35-110 кВ, следует применять статические тиристорные компенсаторы.

7) Для повышения коэффициента мощности потребителей электрической энергии в сетях 0,4-20 кВ рекомендуется применять конденсаторные установки. Автоматические конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на «длинных» линиях, при этом наибольший эффект достигается при совместной установке с вольтодобавочными трансформаторами.

Управляемые конденсаторные установки необходимо устанавливать на закрытых подстанциях с трансформаторами мощностью 250 кВ·А и более, на других подстанциях - конденсаторные батареи.

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.

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

2.4.12. Диагностика основного оборудования подстанций

В период до 2015 года в сетях РСК 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.

2.4.13. Экология подстанций

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

- применения сухих трансформаторов и конденсаторов с экологически чистым жидким диэлектриком;
- 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.

2.4.14. Перспективные технологии и технические решения

В период до 2015 необходимо выполнить апробацию в пилотных проектах, подготовить предложения и разработать технические требования на внедрение в электрических сетях РСК новых прогрессивных технологий и технических решений:

- трансформаторов с негорючим жидким диэлектриком и элегазовых трансформаторов;

- сверхпроводящих силовых кабелей, токоограничителей и накопителей энергии для электроснабжения крупных промышленных предприятий и мегаполисов;
- системы заземления нейтрали в сетях напряжением 6-35 кВ;
- использование соединительных пунктов для схем построения кабельных сетей 6-20 кВ в городах;
- применение заглубленных в землю трансформаторных подстанций.

2.4.15. Ограничения по применению оборудования

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов РСК

запрещаются к применению:

- схемы первичных соединений подстанций 35-220 кВ с отделителями и короткозамыкателями;
- разъединители с фарфоровой опорно-стержневой изоляцией без автоматического привода 35-220 кВ;
- воздушные выключатели и маломасляные выключатели «горшкового типа»;
- пневматические приводы для высоковольтных выключателей;
- схемы первичных соединений подстанций 35-220 кВ с беспортальным приемом ВЛ (за исключением районов Крайнего Севера);

не рекомендуются к применению:

- мачтовые и комплектные трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования;
- трансформаторы и реакторы с нормативным сроком службы менее 30 лет;
- масляные выключатели в сетях 6-220 кВ;
- автогазовые выключатели нагрузки;
- вентильные и трубчатые разрядники;
- разъединители с ручным приводом 35-220 кВ;
- трансформаторы с емкостным делителем для систем АИИС КУЭ;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения.

2.5. Воздушные линии электропередачи

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

2.5.1. Требования к воздушным линиям электропередачи

1) *Основными техническими направлениями развития* ВЛ являются:

- повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;
- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, оптимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и обслуживании в течение срока службы;
- создание необслуживаемых воздушных линий;
- создание компактных воздушных линий;
- использование, в основном, многоцепных воздушных линий;
- 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 должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью 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 ВЛ 6-20 кВ и не менее 30 кН·м - для ВЛ 0,38 кВ;

- магистрали ВЛ 6-20 кВ следует выполнять с применением подвесных изоляторов на опорах повышенной механической прочности с изгибающим моментом не менее 70 кН·м (на стальных многогранных или железобетонных центрифугированных опорах в габаритах 35 кВ);

- на ответвлениях ВЛ применять деревянные или железобетонные вибрированные опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кН·м; на ответвлениях от ВЛ допускается применение штыревых изоляторов;

- ВЛ 0,38, 6-20 и 35-110 кВ не должны подвергаться реконструкции путем замены проводов на протяжении всего срока службы.

3) Особые требования к воздушным линиям для районов с экстремальными климатическими условиями

- в районах прохождения ВЛ с интенсивными и частыми явлениями образования гололеда, возможными сильными ветрами (начиная с III района по ветру и гололеду) должна рассматриваться возможность строительства кабельных линий 6-220 кВ;

- в районах прохождения ВЛ с интенсивными явлениями образования гололеда и налипания снега предусматривать мероприятия, препятствующие развитию «каскадных» разрушений (в том числе, снижение анкерных пролетов до 1,0 км).

4) В сельской местности, где в настоящее время развиты сети 35 кВ и требуются значительные объемы восстановления сетей 6-10 кВ, следует рассматривать вариант перевода сетей при соответствующем технико-экономическом обосновании на напряжение 35 кВ.

5) Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва с устройствами телесигнализации и телеуправления необходимо устанавливать:

- на магистральных линиях 6-20 кВ;

- на протяженных ответвлениях (при наличии технико-экономического обоснования с возможной заменой пунктов секционирования выключателями нагрузки наружной установки).

6) Воздушные линии 6-20 кВ (в отдельных случаях ВЛ 35-110 кВ) в населенной местности и лесопарковой зоне при соответствующем обосновании выполняются с использованием защищенных проводов.

2.5.2. Требования к воздушным линиям 0,38 кВ

1) ВЛ 0,38 кВ должна выполняться в трехфазном 4-проводном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистрали) от подстанций 6-20/0,4 кВ. Сечение проводов на магистралях должно быть не ниже 70 мм² (по алюминию).

2) ВЛ 0,38 кВ выполняются только с использованием самонесущих изолированных проводов.

3) Протяженность линий должна ограничиваться техническими условиями по критерию качества напряжения, надежности электроснабжения потребителя и

экономическими показателями (техническими потерями электроэнергии в линии и затратами на ее распределение).

4) В сельских поселениях и поселках с малоэтажной застройкой для подключения потребителей мощностью до 25 кВ·А рекомендуется применять подстанции столбового исполнения с 1-3-фазными трансформаторами.

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

6) Должны быть разработаны конструкции опор и других элементов ВЛ 0,38, позволяющие выполнение работ без снятия напряжения (специальные способы крепления проводов, разъемные зажимы и др.).

2.5.3. Опоры

1) На ВЛ 220 кВ рекомендуется применять в качестве промежуточных опор одноцепные и многоцепные стальные многогранные опоры, в качестве опор анкерно-углового типа - стальные решетчатые. В обоснованных случаях в качестве анкерно-угловых опор допускается использовать стальные многогранные опоры.

При выполнении антикоррозионной защиты металлоконструкций для опор предпочтение следует отдавать методу горячего или термодиффузионного оцинкования.

2) На ВЛ 35-110 кВ следует применять одноцепные и многоцепные стальные многогранные опоры. В обоснованных случаях - центрифугированные железобетонные опоры.

3) На ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять деревянные опоры, обработанные специальными консервантами, обеспечивающими срок службы не менее 40 лет.

При соответствующем обосновании допускается применение железобетонных опор с изгибающим моментом ≥ 50 кН·м и стальных многогранных опор.

4) На ВЛ 0,38 кВ должны применяться деревянные опоры без приставок с пропиткой консервантом, обеспечивающей срок службы не менее 40 лет.

В рассматриваемый период допускается применение железобетонных опор с изгибающим моментом ≥ 30 кН·м.

2.5.4. Фундаменты

1) Фундаменты:

- монолитные железобетонные (заглубленные, малозаглубленные и поверхностные);

- свайные железобетонные и металлические (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля).

2) Обеспечение, как правило, промышленных методов производства работ в полевых условиях.

3) Обеспечение несущей способности и целостности фундаментов без нанесения дополнительных защитных покрытий в течение всего срока службы.

2.5.5. Провода и грозозащитные тросы

1) На ВЛ 35-220 кВ рекомендуется применять:

- провода с сердечником из стальных проволок из немагнитной стали, термостойкого алюминия или термостойкого алюминиевого сплава с возможностью длительной эксплуатации при температуре до 200 °С;

- грозозащитные тросы из стальных оцинкованных проволок, низколегированной стали, обладающих высокой механической прочностью и коррозионной стойкостью;

- грозозащитные тросы со встроенными волоконно-оптическими линиями связи на ВЛ.

2) На ВЛ напряжением до 20 кВ рекомендуется применять защищенные и самонесущие изолированные провода, а также сталеалюминиевые провода

3) На ВЛ 0,38 и 6-20 кВ рекомендуется применять провода с сечением на магистралях не менее 70 мм² (по алюминию).

2.5.6. Линейная арматура и изоляторы

Рекомендуется применять:

- на ВЛ 35-220 кВ стеклянные тарельчатые изоляторы с низким уровнем радиопомех и с уплотнениями из кремнийорганической резины;

- на ВЛ 35-220 кВ полимерные консольные изолирующие подвески;

- полимерные междуфазные распорки на ВЛ, подверженных гололедной пляске;

- полимерные изоляторы с кремнийорганическим защитным покрытием, в том числе, с переменным вылетом ребер;

- длинно-стержневые фарфоровые изоляторы высокой прочности;

- **полимерные изоляторы на ВЛ 6-20 кВ (в том числе, опорно-подвесные изоляторы), обеспечивающие грозоупорность линий, сравнимые с ВЛ 35 кВ;**

- изолирующие траверсы на ВЛ 6-35 кВ;

- резонансные гасители вибрации, демпфирующие распорки;

- устройства, предотвращающие гололедообразование на проводах, грузы-ограничители закручивания проводов и устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега;

- линейную, сцепную, поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную арматуру, не требующую обслуживания, ремонта и замены в течение всего срока эксплуатации ВЛ;

- устройства, предотвращающие пляску и вибрацию проводов.

2.5.7. Пункты автоматического включения резерва и секционирующие пункты

1) ВЛ 6-20 кВ должны быть оснащены (независимо от параметров линии):

- устройствами 2-кратного автоматического повторного включения на головном выключателе линии и секционирующими пунктами;

- устройствами защиты ВЛ 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 с возможностью телеуправления.

3) Для секционирования магистральных линий 6-20 кВ следует применять быстродействующие автономные коммутационные аппараты с вакуумными выключателями.

2.5.8. Защита ВЛ от грозových перенапряжений

1) Для защиты от перенапряжений ВЛ 6-35 кВ следует применять:

- разрядники длинно-искровые;

- ограничители перенапряжений нелинейные;
- заземление опор с нормированными значениями величины сопротивления заземления.

2) На ВЛ необходимо устанавливать разрядники длинно-искровые:

- для защиты от перенапряжений и перегоя защищенных проводов на ВЛ с защищенными проводами;
- на подходах к распределительным устройствам подстанций;
- для защиты ослабленных мест на ВЛ (железобетонные опоры на ВЛ с деревянными опорами, кабельные муфты, места пересечений);
- в районах с аномально высоким числом грозových отключений.

2.5.9. Диагностика ВЛ

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

2.5.10. Экология ВЛ

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

- применять экологически чистые технологии и материалы, в том числе, при механической, механизированной и химической очистке просек под ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;
- оснащать линии устройствами для отпугивания птиц (в особенности в местах расселения птиц, занесенных в «Красную книгу»);
- сводить к минимуму негативное воздействие линий электропередачи на окружающую среду, животных, птиц и человека;
- обеспечивать нормированные уровни электромагнитных полей, акустических шумов и радиопомех;
- снижать отводимые под сетевые объекты земельные площади;
- восстанавливать нарушенные в процессе эксплуатации, строительства, реконструкции и расширения участки земли, оформлять сервитуты под объекты энергетики на землях общего пользования.

2.5.11. 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.

2.5.12. Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов РСК

запрещаются к применению на ВЛ:

- неизолированные провода на ВЛ 0,38 кВ;
- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;
- стальной грозозащитный трос без антикоррозионного покрытия;
- технологии лакокрасочных покрытий для металлоконструкций опор, не прошедшие сертификацию;
- железобетонные стойки СВ 110-3,5 и СВ 105-3,6 на ВЛ 10-20 кВ;
- дугозащитные рога на ВЛ с защищенными проводами.

2.6. Кабельные линии электропередачи

2.6.1. Требования к кабельным линиям

- 1) Прокладка кабельных линий должна осуществляться по требованиям, определяемым типом и конструкцией силового кабеля.
- 2) В парковых зонах и заповедниках при строительстве ЛЭП без вырубки просек рекомендуется подвеска силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена (высоковольтного самонесущего кабеля) на опорах ВЛ.
- 3) Использование силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивает выполнение компактной линии электропередачи «единого исполнения» при переходах под землей, по дну водоемов или над землей.

2.6.2. Схемы построения кабельных линий

1) Основными принципами построения КЛ 6-20 кВ в городах следует принимать петлевые или многолучевые схемы (2 и более луча) со связанными лучами в петлевую схему (смешанные схемы), как правило, с ручным включением резервной линии.

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

2) В рассматриваемый период при отсутствии достаточного количества ячеек на центрах питания построение сетей в городах России следует осуществлять с применением распределительных пунктов 6-20 кВ.

3) В перспективе вместо распределительных пунктов следует применять распределительные подстанции 6-20/0,4 кВ или соединительные пункты 6-20 кВ и проводить реконструкцию высоковольтных ячеек с применением малогабаритных выключателей.

4) Распределительные или соединительные пункты 6-20 кВ и распределительные подстанции 6-20/0,4 кВ рекомендуется выполнять в виде отдельно стоящих объектов. В районах малоэтажной застройки следует применять подстанции наружной установки.

2.6.3. Силовые кабели

1) В кабельных линиях 35-220 кВ следует применять, в основном, силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена.

2) В кабельных линиях 6-20 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.

3) Применение одножильных кабелей 6-20 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 мм²) с возможностью прокладки кабелей на сложных трассах с перепадом уровней и сложными грунтами.

4) **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 630 или 800 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.**

5) Выбор сечения кабеля выполняется по величине допустимого длительного тока в нормальном режиме с учетом поправок на количество кабелей, допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, температуру и тепловое сопротивление грунта согласно стандарту на используемый силовой кабель.

При этом необходимо выполнить расчеты кабеля на термическую стойкость при коротком замыкании и, при необходимости, - на потери и отклонение напряжения в линии.

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

6) Реконструкция КЛ всех напряжений должна проводиться на основании инженерных изысканий грунтов в зоне прокладки кабельных трасс.

2.6.4. Требования к кабельной арматуре

1) Для прокладки силовых кабелей 35-220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена следует применять концевые и соединительные муфты современной конструкции, в том числе, для соединения с маслонаполненными кабелями низкого давления - переходные муфты, а также вводами в элегазовые комплектные распределительные пункты.

2) Необходимо применять кабельные муфты, выполненные по технологии поперечно-сшитых полимеров с пластичной памятью формы.

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

Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

2.6.5. Защита от перенапряжений кабельных линий

1) Для защиты КЛ 6-35 кВ от однофазных замыканий на землю следует применять устройства релейной защиты на отключение поврежденных линий.

2) Для ограничения перенапряжений локализации развития повреждений повышения безопасности и надежности КЛ следует применять:

- в действующих сетях плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации;

- во вновь строящихся сетях плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации, а также резистивное заземление нейтрали.

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.

2.6.7. Требования к технологиям прокладки кабельных линий

Проведение работ в соответствии с требованиями Правил и норм прокладки силовых кабелей на основании инженерных изысканий грунтов и условий прокладки трассы.

2.6.8. Ограничения по применению технологий и оборудования

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов РСК

запрещаются к применению на КЛ:

- все типы силовых кабелей исполнения «нг», не удовлетворяющие современным требованиям по показателям пожарной безопасности и содержанию больших концентраций токсичных продуктов горения;
- силовые кабели с бумажно-масляной изоляцией и заполнением натуральными органическими маслами, в том числе, в алюминиевой оболочке.

2.7. Устройства релейной защиты и автоматики

Устойчивая работа сетей РСК, снижение ущербов при повреждении электрооборудования и от недоотпуска 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 послеаварийных проверок.

Решение третьей задачи определяется в программах развития сетей РСК.

2.7.2. Основные функции устройств релейной защиты и автоматики в сетях 6-110 кВ

- 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;

- автоматическая частотная развязка, включение питания отключенных потребителей при восстановлении частоты и автоматическое ограничение снижения напряжения;

- дистанционное определение мест повреждения:

- § межфазных коротких замыканий в сетях 6-110 кВ;

- § однофазных коротких замыканий на землю в сетях 110 кВ;

- § однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ.

2.7.3. Основные требования к новым системам и аппаратам релейной 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 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 неэлектрических 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 в сетях 6-35 кВ

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 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 направленнодействия 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 переменного тока 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 РСК и интеграции АСУ РСК с АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС» и АСДУ ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».*

2.8.1. Основные задачи технической политики

- комплексная автоматизация основных бизнес-процессов, в том числе, оперативно-технологического и производственно-технического управления процессами эксплуатации и развития распределительного электросетевого комплекса, финансово-экономического и хозяйственного управления;

- участие подразделений РСК в оперативно-диспетчерском управлении режимами функционирования распределительного электросетевого комплекса (совместно с подразделениями ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС»);

- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для комплексной автоматизации деятельности РСК;

- обеспечение повышения управляемости распределительным электросетевым комплексом за счет централизации и систематизации всей имеющейся информации,

а также предоставления оперативного доступа к ней менеджерам высшего и среднего звена.

2.8.2. Базовые принципы автоматизации

Автоматизированные системы управления сетевыми объектами РСК (АСУ РСК) - иерархическая интегрированная система, в состав которой должен войти ряд автоматизированных систем, важнейшими из которых являются АСУТП подстанций, АСДТУ 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 РСК 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 технологических процессов подстанций 35–220 кВ и телемеханизации сетевых объектов 6-20 кВ.

3) Основные задачи в области применения АСТУ:

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

- мониторинг текущего состояния и режимов работы оборудования;
- эффективное взаимодействие организаций, участвующих 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 6-20 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;

- не зависимость выполнения функций контроля и управления сетевым объектом от состояния других компонентов системы.

2.8.4. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления

1) АСУ РСК 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 всех классов напряжений на диспетчерские пункты предприятий и районов электрических сетей;

- с подстанций напряжением 110-220 кВ на диспетчерские пункты филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в соответствии с перечнем распределения оборудования и ВЛ по способу диспетчерского управления.

Первичной информацией является:

- электрические режимные параметры первичного оборудования подстанций 35-110/6-20; 6-20/0,4 кВ мощностью более 250 кВ·А и распределительных пунктов 6-20 кВ;

- положение анцапф устройств регулирования напряжения на силовых трансформаторах подстанций 35-110-220 кВ;

- положение заземляющих ножей линейных разъединителей на ВЛ 35-110-220 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 и противоаварийной автоматики 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.

Объем сбора и передачи информации с подстанций 35-220 кВ для АСДТУ определяется при проектировании сетевых объектов с учетом дополнительных технологических и других параметров.

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

- телеуправление выключателями 6-20 кВ;

- телесигнализация положения выключателей 6-20 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;

- 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 объектах РСК с диспетчерских пунктов управления РЭС, ПЭС и центров управления сетей (ЦУС);
- организацию оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановление режимов сетевых объектов;
- формирование расчетной модели сетей РСК, 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;
- мониторинг сигналов от охранных систем и систем видеонаблюдений на подстанциях 35-220 кВ;
- контроль объектов без постоянного обслуживающего персонала с возможностью управления из Центров диспетчерского управления РСК.

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 РСК 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 РЭС (ПЭС или ЦУС РСК) 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 РСК.

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.

2.8.5. Информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии

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

- определение технико-экономических показателей работы РСК;
- определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях РСК;
- предоставление администратору торговой сети и энергосбытовым организациям данных по учету электроэнергии (мощности) на присоединениях подстанций РСК;

- расчет электроэнергии с контрагентами за услуги по доставке электроэнергии (мощности) по сетям РСК.

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», утвержденных Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 № 187 и Закона РФ «О единстве измерений»;

- 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»;

для обеспечения энергетической безопасности счетчики, находящиеся в собственности субъектов оптового или розничного рынков, должны быть переданы на техническое обслуживание персоналу РСК или уполномоченной РСК организации.

4) Основные принципы создания и развития АИИС КУЭ:

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

- 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 РСК;

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

- система учёта электроэнергии в РСК 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 (НП « АТС», ОАО « ФСК ЕЭС», ОАО « СО-ЦДУ ЕЭС», сбытовые компании, генерирующие компании, потребители), с которыми у РСК в соответствии с регламентами работы рынка есть соглашения об информационном обмене.

2.8.6. Сети связи в распределительных электрических сетях

1) Функционирование АСУ РСК обеспечивается сетями связи РСК. Сети связи должны формироваться как составная часть Единой технологической сети связи электроэнергетики создаваемой на основе Решения Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 16.09.2002 № 649.

2) Основные задачи сетей связи РСК:

- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;

- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;

- повышение живучести и надежности функционирования сети в целях управления нормальными и аварийными режимами;

- передача всех видов информации по единой транспортной среде;

- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи и создания новых информационных услуг;

- возможность интеграции сетей связи с сетями других ведомств,

заинтересованных в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики.

3) В период до 2015 года телекоммуникации (включая сети связи РСК) должны сохранить основные тенденции развития:

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

Основой телекоммуникационной инфраструктуры в регионе, базирующейся на внедрении новых прогрессивных видов техники и технологий, должны стать сети связи РСК с единым центром контроля и управления.

4) Принципы создания и развития сетей связи РСК:

- переход на цифровые сети с применением нового оборудования и технологий;
- возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в зависимости от текущих потребностей;
- возможность организации доступа к службам сетей связи РСК независимо от используемой технологии (инвариантность доступа);
- организация полного набора традиционных служб связи и новых информационных служб с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- независимость полноты технологических и корпоративных услуг связи от транспортных технологий;
- возможность управления службой, 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

5) Структура сетей связи РСК должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях - РЭС, ПЭС, РСК и МРСК, в том числе, с узлами связи магистральных сетей и ОАО «ФСК ЕЭС», а также с узлами связи сети общего пользования Российской Федерации.

Техническая структура сетей связи РСК 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 РСК должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих

функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

б) В состав сетей связи РСК должны входить существующие и строящиеся линии и сети связи, а также арендованные каналы:

- кабельные линии связи;
- высокочастотные системы передачи по линиям электропередачи;
- волоконно-оптические линии связи;
- радиорелейные линии связи;
- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи);
- сети телефонной связи.

Телефонная связь организуется на базе телефонной сети связи электроэнергетики, построенной по радиально-узловому принципу.

Основным направлением модернизации телефонной сети связи является создание опорной коммутационной сети электроэнергетики и внедрение цифровой коммутационной техники на объектах электроэнергетики. Цифровая техника должна предусматривать использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь диспетчеров и дополнительные услуги.

7) Система управления сетей связи РСК должна формироваться на базе центров управления и обеспечивать эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи РСК предполагает управление элементами сети; сетью в целом и 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 потоко раздела;
- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня нагрузок (в нормальном и послеаварийном режиме);
- 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.

2) Расчет сети предполагает включение в работу всех линий электропередачи и силовых трансформаторов при условии, что сети 35 кВ, имеющие двухстороннее питание от разных подстанций, принимаются разомкнутыми, а сети 110 кВ и выше - принимаются замкнутыми, если не обоснована необходимость их размыкания.

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

4) 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 следует исходить из того, что на подстанциях 35-220 кВ устанавливаются трансформаторы с устройствами регулирования напряжения, предназначенными для работы в автоматическом режиме. Установка трансформаторов без устройств регулирования требует специальных обоснований.

На действующих подстанциях с трансформаторами без устройств регулирования напряжения, замена которых не требуется по условиям роста нагрузок, при необходимости должны устанавливаться вольтодобавочные трансформаторы, батареи статических конденсаторов или другие устройства компенсации реактивной мощности.

2) Выбор мощности компенсирующих устройств и мест их установки в сетях РСК 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) В сетях 35-110 кВ применение регулируемых устройств компенсации реактивной мощности (тиристорных компенсаторов, управляемых реакторов) рассматривается только при необходимости обеспечения быстрого и непрерывного регулирования напряжения.

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

2.10. Эксплуатации 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 РСК 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;
- устанавливать приспособленные для обслуживания под напряжением коммутационные аппараты с относительно большим количеством операций по отключению токов короткого замыкания (в сравнении с масляными аппаратами) и сниженным регламентом эксплуатационного и ремонтного обслуживания;
- использовать арматуру, приспособленную для удобного отсоединения и подключения элементов сети под напряжением;
- применять изоляторы новых конструкций, позволяющих выполнять ТОиР проводов и шин под напряжением;
- применять устройства РЗА, обеспечивающие самоконтроль исправности и готовность к работе, не требующие отключения электроустановок для ремонтов и проверок, с возможностью ввода режима «работа на объекте» с автоматическим запретом функций АПВ и АВР.

2.10.2. Организация технического обслуживания и ремонтов

1) Оценку технического состояния электрооборудования конструкций и материалов рекомендуется выполнять с использованием 2-х критериев - *надежности (показатели - 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).

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 на основе

- **применения 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;
- внедрение новых технологий и методов расчистки трасс ВЛ от деревьев и кустарников;
- 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.

5) Автоматизация ТОиР сетей РСК 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

Затраты на капитальный ремонт сетей 0,4-10 кВ и ВЛ 35-110 кВ должны формироваться с учётом Положения о составе затрат по производству и реализации продукции организаций отрасли «Электроэнергетика».

1) В целях наиболее полного и рационального выполнения ремонтных работ следует применять комплексную систему организации и планирования (прогнозирования) объёмов, 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 объёмов 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) Для планирования и организации работ по проведению ремонтов электрические сети следует разбивать на комплексные объекты. В качестве комплексного объекта рекомендуется принимать:

- ВЛ 6-20 кВ с присоединенными к ней подстанциями 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающихся от подстанций;
- участки ВЛ 6-20 кВ, ограниченные коммутационными аппаратами, с присоединенными к ним подстанциями 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающимися от подстанций;
- линии или участки ВЛ 6-20 кВ, ограниченные коммутационными аппаратами, без подстанций;
- подстанции напряжением 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, питающиеся от подстанций;
- распределительные пункты и закрытые подстанции;
- ВЛ 35-110 кВ или ее участки.

Производить комплексный ремонт подстанций 6-20/0,4 кВ и ВЛ 0,38 кВ, отходящих от подстанций, в разные годы не рекомендуется.

8) Основой планирования работ являются многолетние графики комплексного ремонта, составляемые на утвержденный цикл, и годовые графики с учетом обеспеченности трудовыми, материальными и финансовыми ресурсами. Годовые планы ремонтных работ и сводные графики ремонтов рассматриваются исполнителем аппаратом РСК.

На объекты капитального ремонта, составляются ведомости объемов ремонта объекта, объектовая и сводная сметы, ведомости потребностей в материалах, оборудовании, машинах и механизмах.

9) 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.

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

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

- выявленных дефектов силового кабеля, кабельных муфт, сооружений или конструкций, на которых проложен кабель;
- результатов анализа аварийных пробоев кабеля и его пробоев при профилактических испытаниях;
- данных, выявленных в процессе эксплуатации устаревших, изношенных или имеющих конструктивные или заводские дефекты отдельных участков кабельной линии, соединительных и концевых муфт.

12) 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. Отчетными данными и исходным материалом для расчета индикативных показателей является только информация о принятых комиссией объектах.

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 (РЭС-ПЭС-РСК-МРСК);
- максимальное использование отчетной информации РСК;
- адаптивность с другими системами мониторинга.

Раздел 3. Реализация технической политики в распределительных электрических сетях

В настоящем разделе изложены основные направления реализации исполнительным аппаратом ОАО «ФСК ЕЭС» технической политики по распределительным электрическим сетям.

- 1) Техническая политика реализуется через разработку и контроль:
 - Схем развития электрических сетей РСК;
 - Программ нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей РСК;
 - качества выполняемых проектов.
- 2) В Схемах развития сетей РСК должны быть учтены:
 - цель и задачи разработки Схем;
 - единые требования к Схемам развития сетей РСК;
 - единый формат представления Схемы развития сетей РСК;
 - 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 и технического перевооружения сетей РСК 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 РСК

3.1.1. Цель разработки Схем

Обоснование оптимальных направлений развития сетей РСК для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей региона и эффективного функционирования сетей на проектный период.

Проведение технической политики предусматривает разработку 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 РСК и региональные власти должны совместно заниматься перспективным планированием, изучением спроса на электрическую энергию и мощность.

3.1.2. Требования к Схемам развития сетей РСК

- 1) Схемы развития должны содержать:

- анализ технического состояния сетевых и прилегающих перспективных генерирующих объектов и их соответствия требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей для расчетных электрических нагрузок;
- результаты технического аудита 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 РСК;
- 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;
- технико-экономическое обоснование целесообразности перевода действующих и вновь строящихся сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжения;
- 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 РСК

- 1) Схемы разрабатываются для сетей 35-110-220 кВ территории субъекта Российской Федерации, обслуживаемой РСК, и сетей 6-20 кВ - сетей РЭС и сетей 0,4 кВ (при необходимости).
- 2) Схемы разрабатываются в соответствии с требованиями, изложенными в Положении по разработке Схем развития сетей.
- 3) Схемы перспективного развития разрабатываются на основе программы развития региона, прогнозного спроса на присоединенную мощность, с учетом развития объектов ЕНЭС и источников генерации в регионе
- 4) Схемы развития должны быть согласованы с администрацией субъекта Российской Федерации, представительствами федеральных агентств и служб.
- 5) Схемы развития сетей 35-110-220 кВ должны быть согласованы с филиалами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», в операционной зоне которого находится РСК.
- 6) Схемы должны быть рассмотрены Комитетом по надежности Совета директоров РСК и утверждена Советом директоров РСК.

3.1.4. Техническая и информационная основа разработки Схем

- 1) Основанием для разработки Схемы развития сетей РСК должно быть:
 - результаты технического аудита электросетевых объектов и диагностики технического состояния сетевых объектов РСК;
 - 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, перспективные показатели потребления электрической энергии (электрических нагрузок);

- инвестиционные проекты или программы развития сетей;
- решение МРСК (РСК) о разработке Схемы развития;
- отчетные эксплуатационные показатели работы РСК (надежность функционирования сетевых объектов, экономические показатели на исходный год и другие), планы развития РСК на среднюю и длительную перспективу;
- поступившие в РСК заявки на осуществление технологического присоединения электроустановок юридических (физических) лиц к электрическим сетям РСК;
- 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 РСК с технико-экономическими обоснованиями.

2) Технические направления развития сетей на проектный период должны быть приняты в соответствии с утвержденной ОАО « ФСК ЕЭС» Концепцией развития ЕНЭС, сетей РСК и генерации электроэнергии на перспективу до 2015 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.

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

5) Для подстанций 35-110 кВ, где нагрузка в проектный период превышает допустимые значения, в Схеме необходимо дать предложения по их реконструкции или расширению.

Строительство новых центров питания взамен действующих должен предусматриваться в случае необходимости перевода подстанций 35 кВ на напряжение 110 кВ, а также в случае ликвидации подстанций, дальнейшая эксплуатация которых по технико-экономическим условиям нецелесообразна.

6) Если, согласно электрическим расчетам сетей 35 кВ, будет исчерпан резерв пропускной способности действующих ВЛ 35 кВ 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 10-20 кВ.

3.2. Программа реконструкции и технического перевооружения электрических сетей РСК

3.2.1. Структура программы

1) Программа реконструкции и технического перевооружения электрических сетей РСК (программа развития сетей РСК) объединяет мероприятия, 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 информационно-измерительной системы учета электроэнергии;

§ автоматизации сетей и создания АСУТП подстанций.

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

3) Требования к Программам РСК:

- 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 РСК.

5) Повышение качества принятия решений при проведении единой технической политики, разработке Схем и программ развития сетей РСК 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) Мероприятия по повышению надежности ВЛ до 35 кВ:

- Разработка комплекса мероприятий, рекомендаций и конструктивных решений для усиления и повышения надежности существующих ВЛ до экономически обоснованного уровня на основе анализа причин массовых отказов (аварий).

- Выбор оптимального варианта усиления ВЛ определяется по минимуму затрат для каждого варианта за оставшийся срок службы ВЛ. Целесообразность вложения средств в усиление ВЛ определяется расчетом срока окупаемости затрат на усиление.

Надежность ВЛ в сетях РСК, подлежащих усилению, должна оцениваться по данным статистики об их отказах на основе расчетных значений с использованием Методики определения расчетных показателей надежности.

При разработке перечня мероприятий необходимо использовать прочностные характеристики элементов линии (опор, проводов, их креплений к опорам, закреплений в грунте и др.). Целесообразно рассматривать варианты повышения надежности ВЛ до:

§ нормативного(заданного) уровня действующих ВЛ (40 и более лет);

§ экономически обоснованного уровня усиления линии с учетом оставшегося срока службы линии (в том числе, обоснования целесообразности усиления);

§ максимально возможного уровня, определяемого наличием средств на усиление.

4) Основные мероприятия по повышению надежности в сетях 6-20 кВ:

- совершенствование структуры сети:

§ секционирование и автоматическое включение резерва линий;

§ установка пунктов автоматического отключения на ответвлениях от магистрали;

§ строительство участков линий 6-20 кВ, предназначенных для формирования магистралей воздушных линий;

- 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 ВЛ 6-20 кВ с использованием подвесных изоляторов на опорах повышенной механической прочности и защищенных проводов или проводов АС;

- создание оптимального аварийного запаса 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;

- приобретение предприятиями электрических сетей электростанций мощностью до 630 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, а также оптимизация надежности на этапе проектирования (нормирование надежности сетей РСК);

§ 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 РСК;

- принятие мероприятий по оснащению сетевых объектов устройствами регулирования напряжения;

- введение системы сертификации качества электроэнергии.

2) Требования к системе мониторинга качества электроэнергии

- Информация, поступающая в информационную систему мониторинга, должна быть:

§ достоверной аргументированной 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 РСК 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) Мероприятия по оснащению сетевых объектов устройствами регулирования напряжения (вольтодобавочными трансформаторами, управляемыми конденсаторными установками и др.) разрабатываются при формировании программ развития сетей РСК.

4) 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 13109-97.

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 регулярно проведения тренировок персонала в том числе в искусственно создаваемых аварийных ситуациях

- **возможностей изменения схемы питания сети;**

- **техико-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 РСК 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 2015 году до уровня 10%, в том числе, к 2010 году - до 13,0%.

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

- оптимизацию режимов сетей и совершенствование их эксплуатации
- ввод в работу энергосберегающего оборудования;
- строительство и ввод генерирующих мощностей в регионе;
- 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;
- ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения;
- выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением;
- сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта оборудования сетей.

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.);
- автоматическое регулирование напряжения на трансформаторах или вольтодобавочные трансформаторы;
- измерительные системы и приборы учета электроэнергии повышенной точности, в том числе, системы и приборы учета реактивной составляющей электроэнергии;
- управляемые конденсаторные установки на закрытых подстанциях с трансформаторами 250 кВ·А и более, на остальных - конденсаторные батареи, подключаемые к шинам 0,4 кВ;

- 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 6-20/0,4 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 РСК, осуществляющих контроль работы систем учета электроэнергии, средствами поверки счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов, устройствами контроля подключения приборов учета электроэнергии, измерения сетевого тока, в том числе, переносными средствами необходимого класса точности для измерения нагрузок и напряжений в сетях 0,4 и 6-20 кВ для уточнения 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 6-20 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 счетчика потребителя), выполненных неизолированным (изношенным изолированным) проводом, на изолированные провода или кабели с видимым вводом;

- учет электроэнергии в шкафах учета за границей частного владения, доступ к которому будет иметь только ответственное лицо;

- 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.

б) 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 электроэнергии, а также характеристика метрологической службы, парка и условий работы приборов учета электроэнергии в сетях РСК.

Указанный выше анализ должен осуществляться на стадии энергетического аудита.

7) По результатам аудита должна быть составлена среднесрочная и долгосрочная программа, которая должна представлять комплекс перечисленных выше и других мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях РСК.

3.2.6. Мероприятия по повышению пропускной способности сетей

1) Мероприятия по повышению пропускной способности должны разрабатываться при подготовке Схем развития РСК с учетом планов развития генерирующих источников региона или Схем развития РЭС.

2) В периоды между разработкой Схем развития сетей повышение пропускной способности сетей 0,4 и 6-20 кВ следует обеспечивать, в основном, посредством:

- строительства разгрузочных подстанций;

- подвески дополнительных цепей на опорах действующих ВЛ, адаптированных к росту механических нагрузок;
- установки вольтодобавочных трансформаторов в точках ВЛ 6-20 кВ, в которых потери напряжения превышают допустимые значения.

3.2.7. Сводные показатели объемов нового строительства расширения реконструкции технического перевооружения

- 1) *Сводные показатели Программы развития сетей предусматривают:*
 - основные задания для нового строительства сетевых объектов с учетом планов развития генерирующих источников региона;
 - 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, прединвестиционный 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, аккредитованного в системе ОАО «ФСК ЕЭС», 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 РСК должны стать направления, которые обеспечат финансовую независимость компании. 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 РСК.

Работа над бизнес-планами предусматривает проведение работ по изысканию финансовых средств - плата за технологическое присоединение потребителей к

электрическим сетям, использование части прибыли сетевых предприятий, частные инвестиции и кредитование при ставках более низких, чем ставки рефинансирования, использование части фондов социального развития, страховых и других фондов РСК или местной администрации

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

Тарифная политика должна отражать интересы РСК в части решения задач, направленных на повышение качества функционирования сетей, их техническое развитие с учетом достижений научно-технического прогресса и создание сетей нового поколения. Она должна быть построена с учетом особенностей региона, плотности размещения потребителей, объемов производства продукции и оказания социальных услуг с использованием электроэнергии.

3) При формировании тарифа на электроэнергию (мощность) следует учитывать спрос потребителя, рассматривать возможности его долевого участия в инвестициях в сети РСК. Участие потребителей в этом процессе повысит их ответственность за заявки на прирост отпуска электроэнергии, стимулирует мероприятий по энергосбережению и выравниванию графика электрических нагрузок.

4) В период до 2015 года следует прогнозировать (по опыту технически развитых зарубежных стран) создание на региональном рынке независимых энергетических компаний, деятельность которых на розничном рынке создаст условия для конкуренции с РСК.

Потребители коммерческого и коммунально-бытового секторов могут получить право выбора покупки электроэнергии у различных поставщиков электроэнергии.

5) Дальнейшее развитие розничного рынка электроэнергии приведет к созданию независимых производителей электроэнергии в зоне действия РСК. Производители электроэнергии получат равные (с РСК) возможности для участия на рынке электроэнергии и будут обладать достаточными условиями для развития «малой энергетики».

6) 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 РСК 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 распределительных электрических сетях

В настоящем разделе изложены Положения по управлению технической политикой и воздействию на технический уровень сетевых объектов РСК.

4.1. Основные методы управления политикой

1) В рассматриваемый период управление сетевыми объектами будет осуществляться на трех уровнях - ОАО «ФСК ЕЭС», МРСК и РСК.

2) Для МРСК и РСК должны быть разработаны положения по повышению эффективности управления распределительными электросетевыми комплексами 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 МРСК (РСК) на основе:

- анализа сложившегося финансового, экономического и кадрового состояния компании 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) ОАО «ФСК ЕЭС» необходимо реализовать практические шаги по реформированию розничного рынка и созданию гарантирующих поставщиков электроэнергии, для чего предстоит принять участие в разработке и подготовке:

- Правил функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период;
- Правил заключения и исполнения публичных договоров.

4) Для управления технической политикой, координации работ по проблемам развития распределительного электросетевого комплекса, следует создать секцию Координационного НТС «Проблемы развития распределительных электрических сетей», в состав которого целесообразно включить руководителей научных и проектных организаций, МРСК и РСК.

Секция Координационного Научно-технического совета должна осуществлять

- методическое руководство разработкой и внедрением новой техники и 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 экспериментальных 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 МРСК;
 - программ нового строительства, реконструкции и технического перевооружения сетей РСК;
 - предложений Центра управления МРСК ОАО «ФСК ЕЭС» и департаментов ОАО «ФСК ЕЭС»;
 - предложений научных и проектных организаций, испытательных и сервисных центров.
- 2) Для обеспечения повышения надежности и эффективности функционирования объектов РСК, а также повышения технического уровня электрооборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ежегодно не позднее октября текущего года формируются или корректируются комплексные программы применения новой техники на следующий год, включающие:
 - подпрограмму (задания) создания новой техники и технологий, выполняемую подведомственными и сторонними научно-исследовательскими организациями, испытательными и сервисными центрами в интересах ОАО «ФСК ЕЭС»;
 - подпрограмму услуг (задания по услугам) научно-технического характера, выполняемую подведомственными и сторонними научно-исследовательскими организациями, испытательными и сервисными центрами в интересах ОАО «ФСК ЕЭС»;
 - подпрограмму по способам повышения точности измерительных приборов и систем измерения электрической энергии;
 - подпрограмму по испытаниям проблемного оборудования;
 - подпрограмму по разработке нормативно-технических и методических документов;
 - подпрограмму «пилотных» проектов.

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 регламентированной системы показателей надежности работы РСК на основе анализа и прогнозов развития ситуации в распределительном электросетевом комплексе;
 - анализ аварийности и разработка мероприятий по повышению надежности ЛЭП и подстанций, продлению срока их службы, в том числе, защиты от грозных

перенапряжений, карт климатического районирования и карт уровней изоляции на территории России;

- тенденции изменения, обоснование принципов и основных направлений развития сетей РСК;

- разработка методического и нормативно-технического обеспечения устойчивого развития сетей РСК на основе перспективных Схем;

- совершенствование экономических отношений в РСК; 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, РЗА и АИИС КУЭ;

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

- совершенствование информационного обеспечения и технических средств организации связи;

- исследование и разработка принципов нормирования надежности распределительных электрических сетей;

- новые принципы и технические решения для АСУ РСК;

- 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 комплекса;

- 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;

- Методических рекомендаций по расчету допустимых уровней электрических наводок и помех, допустимых для применяемого электрооборудования при выборе трасс и способов прокладки силовых кабелей и кабелей вторичных цепей на открытой части подстанций и в зданиях;

- **Норм технологического проектирования объектов распределительных электрических сетей;**

- Методических рекомендаций по техническому и экономическому обоснованию применения в сетях РСК 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;

- **Методических указаний по составлению Схем перспективного развития электрических сетей напряжением до 110 кВ.**

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

1) Ввести в практику внедрения новой техники и новых технологий при новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей РСК организацию проведения пилотных проектов во всех МРСК.

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 Координационного НТС ОАО «ФСК ЕЭС» с рекомендацией о строительстве объекта с применением образцов новой техники или технологии.

2) Осуществлять широкое информирование результатов пилотных проектов по внедрению комплекса нового сетевого электрооборудования рекомендаций и предложений по их применению в различных регионах страны.

3) Для изучения мирового опыта по проблемам распределительных электрических сетей, внедрения передовых технологий и новых видов оборудования, проведения политики либерализации энергетики, популяризации отечественной науки и техники обеспечить представительное участие российских специалистов и менеджмента МРСК (РСК) в деятельности международных организаций, в том числе, CIRED - международного комитета по распределительным электрическим сетям.

Осуществлять периодическое распространение 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 РСК) должны удовлетворять требованиям «Положения об аттестации электрооборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС», введенного в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.08.2004 № 208.

Обязательному рассмотрению и соответствию требованиям «Положения» подлежат проекты технических требований на разрабатываемые образцы электрооборудования, технологии и материалы, предназначенные для электросетевых объектов РСК, подготовленные и представленные на рассмотрение в инициативном порядке изготовителями (поставщиками).

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 «Положением об аттестации оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС»;

- 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 организации 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;

- организация приобретения больших партий материально-технических ресурсов и оборудования, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования.

4) Автоматизация в области управления закупками и материальными потоками:

- сокращение расходов и издержек РСК посредством автоматизации закупочных процессов;

- повышение эффективности закупок продукции для РСК за счет создания централизованной базы данных о планируемых и реализуемых закупках с унифицированным доступом к информации;
- сокращение времени обработки заказов на закупку;
- оптимизация материальных потоков в МРСК (РСК);
- оптимизация затрат на материальное обеспечение, в том числе, хранение оборудования и материалов за счет улучшения планирования.

4.3. Совершенствование проектирования объектов РСК

1) 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, использования системы менеджмента качества проектной продукции в соответствии требованиям международного стандарта ИСО 9001–2001;
- пересмотра Норм технологического проектирования и нормативно-технических документов по проектной и изыскательской деятельности по указанию ОАО «ФСК ЕЭС» или Заказчика проекта;
- применения в проектах прогрессивных технических решений, электрооборудования, конструкций и материалов, новых технологий проведения строительных работ;
- организации экспертизы проектной продукции;
- создания системы автоматизированного проектирования сетевых объектов;
- максимального использования типовых проектных решений при выполнении проектных работ, а также подготовке тендеров на инженерные изыскания и разработку проектов на объекты РСК.

2) Проектирование должно осуществляться с использованием электрооборудования технологий и материалов, которые прошли корпоративную систему аккредитации аттестации новых технологий (материалов) ОАО «ФСК ЕЭС».

3) Система стандартов проектирования электрических сетей должна предусматривать разработку и применение:

- Корпоративного стандарта проектирования;
- автоматизированного рабочего места проектировщика;
- баз данных для проектирования распределительных электрических сетей с использованием новой элементной базы;
- разработку макетов (эталонов) проектов линий электропередачи, подстанций, распределительных устройств и других сетевых объектов всех классов напряжения.

4) Корпоративный стандарт проектирования, согласно положениям Федерального закона «О техническом регулировании», должен быть корпоративным стандартом ОАО «ФСК ЕЭС» и приниматься в целях:

- 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.

5) Корпоративный стандарт проектирования должен содержать требования

- к проектным организациям, аккредитованным в качестве проектировщиков объекта;

- к проектной документации на соответствие требованиям нормативно-технических документов;

- перечню нормативной документации, регламентирующей процессы проектирования сетевых объектов.

Выполнение требований Корпоративного стандарта проектирования организациями, участвующими в проектировании объектов по заказам ОАО «ФСК ЕЭС», должно находиться под контролем ОАО «ФСК ЕЭС» с участием необходимых организаций.

6) Создание Корпоративного Положения проведения экспертизы проектов, разрабатываемых по заказам МРСК (РСК), с целью проверки их на соответствие :

- требованиям национальных и корпоративных стандартов;

- требованиям к проектным организациям;

- показателей вновь сооружаемых и реконструируемых объектов показателям прогрессивности;

- требований сертификатов аттестованных технологий и оборудования

- уровня конструктивной надежности сооружений;

- уровня электрической и экологической безопасности объектов при эксплуатации.

4.4. Показатели прогрессивности технических решений и технологий для перспективного развития сетей РСК

Показатели прогрессивности условно делятся на:

- функциональные и технологические;

- экономические;

- экологические, безопасности.

Показатели прогрессивности технических решений

Объект	Показатели	
	Функциональные и технологические	Экономические, экологические и безопасности
Распределительные электрические сети	Обеспечение электроснабжения потребителей по критерию (n-1). Создание необслуживаемых сетевых объектов и электрооборудования.	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.
Подстанции	Компактное оборудование и блочное исполнение с высокой степенью заводской готовности. Телеизмерение и телеуправление производственными процессами и АСУТП подстанций. Подстанции без постоянного обслуживающего персонала.	Снижение площади на 20-30%. Строгое соответствие техническим регламентам по экологии и безопасности.
Силовые трансформаторы	Для класса напряжения 35-110 кВ: – РПН (количество переключений до 1-ой ревизии не менее 70 000); – вводы с твёрдой изоляцией; – оснащение необслуживаемыми устройствами защиты масла. Потери электроэнергии холостого хода не более 0,84-0,85Вт/кг при индукции 1,7 Тл.	Технические потери электроэнергии в номинальном режиме, не более 4-6%. Нормированное качество электроэнергии. Повышение пожарной безопасности в 2-3 раза. Взрывобезопасность.
Дугогасящие реакторы	Для класса 6-20 кВ: – применение синтетических диэлектриков; – герметичные трансформаторы. Автоматическая настройка компенсации токов	

Объект	Показатели	
	Функциональные и технологические	Экономические, экологические и безопасности
Выключатели	<p>Элегазовые - 35 кВ и выше:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механический ресурс $\geq 3\ 000$ циклов В-О; – коммутационный ресурс ≥ 30 операций. <p>Вакуумные - 35 кВ и ниже:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механический ресурс $\geq 20\ 000$ циклов В-О; – коммутационный ресурс ≥ 50 операций. 	<p>Строгое соответствие техническим регламентам по экологии и электрической безопасности.</p> <p>Минимум затрат на обслуживание.</p> <p>Без капитального ремонта в течение срока службы.</p>
Разъединители	<p>Для класса напряжения 35-110 кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – горизонтально поворотного типа; – управляемый электропривод; – механический ресурс $\geq 5\ 000$ циклов В-О. <p>Для класса напряжения 6-20 кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – с предохранителем и дугогасительной системой; – механический ресурс $\geq 5\ 000$ циклов В-О. 	<p>Не требуется ремонт до исчерпания механического ресурса или в течение срока службы.</p> <p>Взрывобезопасность и пожарная безопасность.</p>
Измерительные трансформаторы	<p>Для трансформаторов до 35 кВ - литая изоляция.</p> <p>Для АИИС КУЭ класс точности измерительной обмотки ТТ - 0,2 и 0,2S; ТН - 0,2.</p>	<p>Не требуется ремонт в течение срока службы.</p> <p>Электрическая безопасность.</p> <p>Взрывобезопасность и пожарная безопасность.</p>
Ограничители перенапряжений	<p>Уровень ограничения коммутационных и грозовых перенапряжений (соответственно) 1,8-1,9.</p>	<p>Не требуется ремонт в течение срока службы.</p> <p>Электрическая безопасность.</p> <p>Взрывобезопасность и пожарная безопасность.</p>

Объект	Показатели	
	Функциональные и технологические	Экономические, экологические и безопасности
Воздушные линии электропередачи 220 кВ и ниже	<p>Количество отказов в расчете на 100 км в год: ВЛ 35-220 кВ - 0,8; ВЛ 6-20 кВ - 4...7; ВЛИ 0,38 кВ - 1,0.</p> <p>Срок службы не менее 40 лет.</p>	<p>Строгое соответствие техническим регламентам по экологии и безопасности.</p> <p>Минимум затрат на обслуживание.</p> <p>Высокая устойчивость к воздействию внешних климатических факторов и грозových перенапряжений.</p> <p>Снижение ширины просеки на 30% при применении СИП и защищенных проводов.</p> <p>Минимизация издержек по оплате за землю (многоцепные линии).</p>
Опоры и фундаменты ВЛ	<p>Удобство технического обслуживания и ремонтов.</p> <p>Защита опор от коррозии.</p> <p>Многогранные стальные опоры для ВЛ 20 кВ и выше</p> <p>Повышенная механическая прочность.</p> <p>Деревянные опоры с пропиткой и сроком службы не менее 40 лет для ВЛ 20 кВ и ниже.</p>	<p>Количество ремонтов опор и фундаментов за срок службы ВЛ не более 2 раз.</p> <p>Минимальные затраты на утилизацию опор.</p>
Провода и грозозащитные тросы	<p>СИП и защищенные провода.</p> <p>Тросы в антикоррозионном исполнении.</p> <p>Срок службы не менее 40 лет.</p>	<p>Линии с минимальными потерями электроэнергии.</p> <p>Сведение к минимуму воздействия грозových перенапряжений, токов ОЗЗ и КЗ.</p> <p>Электрическая безопасность.</p>

Объект	Показатели	
	Функциональные и технологические	Экономические, экологические и безопасности
Линейная арматура и изоляторы	<p>Специальная арматура высокой технологичности.</p> <p>Удельная повреждаемость изоляторов, не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 10^{-4} стеклянных тарельчатых; – 10^{-5} полимерных и фарфоровых длинно-стержневых. <p>Срок службы не менее 40 лет.</p>	<p>Обслуживание линий под напряжением.</p> <p>Снижение повреждений ВЛ в 2 раза при воздействии грозových перенапряжений.</p> <p>Снижение затрат на монтажные работы в 2-3 раза.</p>
Кабельные линии напряжением 220 кВ и ниже	<p>Количество отказов в расчете на 100 км в год:</p> <p>КЛ 35-220 кВ - 0,6; КЛ 6-20 кВ - 3...5; КЛ 0,38 кВ - 6...7.</p> <p>Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.</p> <p>Арматура из термоусаживаемых материалов.</p> <p>Срок службы не менее 40 лет.</p>	<p>Отсутствие внешних электромагнитных полей.</p> <p>Неразрушающие методы контроля.</p>
ТО и ремонты	<p>Переход к ТО и ремонтам на основе оценки технического состояния.</p> <p>Применение методов и средств диагностики оборудования без вывода из работы.</p>	<p>Использование экологически безопасных технологий расчистки трасс ВЛ и территорий ПС.</p> <p>ТО и ремонт под напряжением.</p>
Устройства РЗА	<p>Микропроцессорные устройства РЗА.</p> <p>Селективность и высокая чувствительность.</p>	<p>Самодиагностика.</p>

АСУТП	<p>Управление переключениями. Регулирование напряжения в пределах до 15%. Управление ТО и ремонтами по реальному техническому состоянию и диагностике состояния оборудования. Организация обмена информацией с субъектами. Время прохождения сигналов - не более 2 с.</p>	<p>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.</p>
АИИС КУЭ	<p>Погрешность измерения активной энергии не хуже 0,5%. Автоматизированный расчет балансов и потерь электроэнергии ПЭС, РСК и МРСК в целом.</p>	<p>Автоматизация учета и потерь электроэнергии. Снижение потерь электроэнергии на 20% за счет повышения точности учета электроэнергии.</p>