

Приложение 4 к протоколу Совета директоров
ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.06.2006 №34

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Совета Директоров
ОАО «ФСК ЕЭС»

В.Б. Христенко

**ПОЛОЖЕНИЕ
О ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ ОАО «ФСК ЕЭС»**

Обязательно для ОАО «ФСК ЕЭС» и его филиалов, предприятий электрических сетей, управляемых Бизнес-единицей «Сети» ОАО «РАО ЕЭС России», научно-исследовательских, проектных, ремонтных, строительно-монтажных и наладочных организаций, выполняющих работы применительно к объектам ЕНЭС, а также для генерирующих компаний, промышленных предприятий, научно-исследовательских, проектных институтов, ремонтных, строительно-монтажных и наладочных организаций, выполняющих работы на распределительных устройствах электрических станций, в том числе атомных, и подстанций потребителей, примыкающих к ЕНЭС (по согласованным регламентам)

СОГЛАСОВАНО:

Член Правления, Технический
директор ОАО «РАО ЕЭС России»

Б.Ф. Вайнзихер

СОГЛАСОВАНО:

Член Правления, Управляющий
директор Бизнес-единицы «Сервис»

В.П. Воронин

Москва
2006г.

1. Введение.	8
1.1. Стратегические цели технической политики ОАО «ФСК ЕЭС»	10
1.2. Основные понятия и определения.	11
1.3. Анализ состояния электрических сетей ЕНЭС.....	16
2. Основные направления технической политики ОАО «ФСК ЕЭС».....	18
2.1. Обеспечение режимов работы электрических сетей.	18
2.1.1. Требования к развитию электрических сетей.	18
2.1.2. Регулирование напряжения и потоков электроэнергии.	20
2.2. Подстанции (ПС).	21
2.2.1. Строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции и ремонте ПС:.....	21
2.2.2. Основное оборудование:	22
2.2.3. Инженерные системы подстанций.	27
2.2.4. Экология ПС:	28
2.2.5. Диагностика и мониторинг оборудования:	28
2.2.6. Электромагнитная совместимость:	29
2.2.7. Релейная защита и автоматика (РЗА).....	29
2.2.8. Автоматизированная система управления технологическими процессами подстанций - АСУ ТП.....	31
2.2.9. Системы сбора и передачи информации	34
2.2.10. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) на уровне подстанций.	35
2.2.11. Организации систем питания вторичных систем, систем связи и электрооборудования.	36
2.3. Линии электропередачи.	38
2.3.1. Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ:.....	38
2.3.2. Опоры:	39
2.3.3. Фундаменты	40

2.3.4. Провода, грозозащитные тросы:.....	41
2.3.5. Линейная арматура и изоляторы	41
2.3.6. Линейные ограничители перенапряжений.	42
2.3.7 Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ. ..	42
2.3.8. Диагностика и мониторинг:	42
2.3.9. Снижения влияния ВЛ на окружающую среду.....	42
2.3.10. Кабельные линии электропередачи.....	43
2.4. Оперативно - технологическое управление	44
2.5. Автоматизированные системы управления.	47
2.5.1. Цели и задачи технической политики в области АСУ.	47
2.5.2. Базовые принципы реализации АСУ ОАО «ФСК ЕЭС».....	48
2.5.3. Техническая политика в области автоматизации отдельных направлений деятельности ОАО «ФСК ЕЭС».	49
2.6. Единая технологическая сеть связи электроэнергетики.....	64
2.7. Эксплуатации электрических сетей.....	73
2.8. Техническое обслуживание и ремонт.....	74
2.9. Перспективные технологии.	75
3. Реализация технической политики в ЕНЭС.	78
3.1. Новое строительство и обновление электрических сетей.....	78
3.1.1 Сводная Программа развития электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» на десятилетний период.....	78
3.1.2. Программа комплексного технического перевооружения электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» на 2004 – 2012 гг. (Л2).....	79
3.1.3. Принципы технической политики при проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции.	80
3.1.4. Экспертиза проектов, разрабатываемых по заказам ОАО «ФСК ЕЭС»: 82	
3.2. Обеспечение сетевой надежности в условиях старения оборудования. .	82
3.2.1. Замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжений для сохранения ресурса изоляции устаревшего оборудования на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» (Л17).	84

3.2.2 Повышение надежности и замены высоковольтных вводов с маслом Т-750 на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» (Л14).	84
3.2.3. Повышение надежности опорно-стержневой изоляции (ОСИ) на энергообъектах ОАО «ФСК ЕЭС» и ЕНЭС (Л16).	85
3.2.4. Повышение устойчивости работы ВЛ при воздействии гололедно-ветровых нагрузок (Л18).	86
3.2.5. Обеспечение надежности питания собственных нужд ПС ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2006-2009гг. (Л21).	86
3.2.6. Модернизация и замена эксплуатируемых на ПС 220-500 кВ выключателей серии ВГУ (Л15).	87
3.2.7. Оснащение предприятий МЭС современными средствами технической диагностики и мониторинга электротехнического оборудования и линий электропередачи с целью предупреждения их повреждения и планирования ремонтов по техническому состоянию. (Л20).	87
3.3. Повышение эффективности эксплуатации и технического обслуживания электрических сетей.	88
3.4. Комплексные научно-технические программы и пилотные проекты. ...	89
3.4.1. Комплексная Программа разработки и создания передовых технологий и оборудования для ЕНЭС.	89
3.4.2. Комплексная Программа перспективного развития, совершенствования оперативного управления и повышения надежности ЕНЭС.	90
3.4.3. Комплексная Программа совершенствования технического обслуживания и ремонта объектов ЕНЭС.	93
3.4.4. Программа пересмотра и разработки нормативно-технических документов для обеспечения функционирования и развития электрических сетей:	94
3.4.5. Повышение эффективности системы управления охраной труда. ...	94
3.5. Пилотное внедрение новых видов электротехнического оборудования на электросетевых объектах.	95

3.6. Услуги научно-технической направленности:	96
4. Показатели прогрессивности технических решений, реализуемых ОАО «ФСК ЕЭС» в проектах развития, технического перевооружения и реконструкции, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонтах..	97
5. Управление технической политикой.	109
5.1. Координационный научно-технический совет ОАО «ФСК ЕЭС».....	109
5.2. Основные положения организации НИОКР и работ по услугам научно-технической направленности.	110
5.3. Аттестация оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС». (ЛЗ).	111
5.4. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования (МТР и О), работ и услуг.	112

Список использованных в данном Положении нормативных документов

Л1. Стратегия развития ЕНЭС на десятилетний период 2004 г.- утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» 25.12.2002.	T.1
Л2. Программа комплексного технического перевооружения электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» на 2004 – 2012 гг	T.2
Л3. Положение об аттестации оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС» - 21.12.2005	T.3
Л4. Регламент взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и «СО-ЦДУ» по подготовке к утверждению схем электрических соединений ПС и линий электропередачи при новом строительстве, расширении, техническом перевооружении и реконструкции объектов электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС» - утвержден ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 16.10.05 и ОАО «ФСК ЕЭС» 2.12.05.	T.4
Л5. Общие технические требования к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения - утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 16.02.2005	T.4
Л6. Общие технические требования к подстанциям 330-750 кВ нового поколения - утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 18.05.2004	T.4
Л7. Требования к проектным организациям утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 21.03.2006.	T.4

*Л8. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ.....	T.4
*Л9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.....	T.4
Л10. Стратегия создания и развития ЕТССЭ на период до 2015г - утверждена приказом ОАО «ФСК ЕЭС» №99 от 20.09.05	T.5
Л11. Концепция построения АСУТП на подстанциях ЕНЭС утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» одобрена ОАО «ФСК ЕЭС» 20.04.06 г.	T.6
Л12. Концепция АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС»	T.6
*Л13. Программа повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС путем оснащения ПС комплексами мониторинга и управления технологическими процессами	T.7
Л14. Программа повышения надежности и замены высоковольтных вводов с маслом Т-750 на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» на 2005-2009 г.г. утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» 02.07.2004.	T.8
Л15. Программа модернизации и замены эксплуатируемых на ПС 220-500 кВ выключателей серии ВГУ на 2005-2006 гг - утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» 09.08.04.	T.8
Л16. Программа повышения надёжности ОСИ на энергообъектах ОАО «ФСК ЕЭС» и ЕНЭС на 2004-2008г.г.- утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» 17.02.2004.	T.8
Л17. Программа замены вентильных разрядников на ограничители перенапряжений для сохранения ресурса изоляции устаревшего оборудования на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2005-2009 г.г. утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» 02.09.2004.	T.8
Л18. Программа по повышению устойчивости работы ВЛ при воздействии гололедно-ветровых нагрузок на 2004-2006 г.г. утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» 20.06.2004.	T.8
Л19. Концепция диагностики электротехнического оборудования ПС и ВЛ электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» одобрена ОАО «ФСК ЕЭС» 26.04.05.	T.9
Л20. Программа по оснащению предприятий МЭС современными средствами технической диагностики и мониторинга электротехнического оборудования и линий электропередачи с целью предупреждения их повреждения и планирования ремонтов по техническому состоянию	T.9
Л21. Перечень работ по обеспечению надежности работы СН ПС ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2006-2009 гг. утвержден ОАО «ФСК ЕЭС» 7.03.06.	T.8

Л22. Регламент взаимодействия ИА ОАО «ФСК ЕЭС» , филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» , МСК, РСК при ликвидации аварийных повреждений электросетевого оборудования ЕНЭС утвержден ОАО «ФСК ЕЭС» и введен в действие 13.02.06 Т.10

Л23. Регламент об аварийном резерве ОАО «ФСК ЕЭС». Нормы обеспечения аварийного запаса электротехнического оборудования, конструкций и материалов -утвержден ОАО «ФСК ЕЭС» 29.03.06. Т.10

* Л24. Анализ состояния системы сбора и передачи информации с объектов ОАО «ФСК ЕЭС» Т.10

* - материалы, в настоящее время не утвержденные в установленном порядке и носят рекомендательный характер.

1. Введение.

Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» (далее по тексту – Положение) разработано в соответствии с поручением Правления ОАО «РАО ЕЭС России» (протокол от 11.04.2005 №1190пр/2 п.2.3.) и является программным документом для деятельности предприятий и организаций, выполняющих работы по обеспечению функционирования Единой Национальной Электрической Сети (далее по тексту – ЕНЭС) РФ.

Соблюдение требований Положения является обязательным для ОАО «ФСК ЕЭС» и его филиалов, предприятий электрических сетей, управляемых Бизнес-единицей «Сети» ОАО «РАО ЕЭС России», научно-исследовательских, проектных, ремонтных, строительного-монтажных и наладочных организаций, выполняющих работы применительно к объектам ЕНЭС, а также для генерирующих компаний, промышленных предприятий, научно-исследовательских, проектных институтов, ремонтных, строительного-монтажных и наладочных организаций, выполняющих работы на распределительных устройствах электрических станций, в том числе атомных, и подстанций потребителей, примыкающих к ЕНЭС (по согласованным регламентам).

Положение разработано на основании Концепции технической политики ОАО «РАО ЕЭС России», основных направлениях деятельности ОАО «ФСК ЕЭС», закрепленных в Уставе ОАО «ФСК ЕЭС», решений Правления ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.12.2002 № 11 «Об организации научно-технической и проектной деятельности ОАО «ФСК ЕЭС», «Правил устройства электроустановок» седьмого издания.

Цель Положения - определение основных направлений технической политики ОАО «ФСК ЕЭС», обеспечивающих повышение эффективности функционирования ЕНЭС в краткосрочной и долгосрочной перспективе при условии обеспечения промышленной и экологической безопасности ЕНЭС.

Положение определяет совокупность взаимосвязанных технических требований, дополняющих действующие нормативные документы, акцентирует внимание на наиболее прогрессивные технические решения, задает перечень и границы применения тех или иных технических решений, оборудования и технологий, направленных на повышение технического уровня процессов передачи и преобразования электроэнергии, процессов управления, эксплуатации и развития ЕНЭС.

На основе требований Положения должен быть разработан комплекс нормативно-технической документации (корпоративные стандарты, регламенты, нормы и правила), определяющий приоритеты и правила применения технических решений Положения в ходе реализации программ нового строительства, комплексного технического перевооружения и реконструкции, а также отдельных целевых программ ОАО «ФСК ЕЭС».

Другие документы ОАО «ФСК ЕЭС» (отчеты, концепции, программы, регламенты, перечни работ и пр.), дополняющие или разъясняющие

требования Положения и представляющие собой совокупность стратегических представлений об оценке и путях решения технических проблем и задач, стоящих перед ОАО «ФСК ЕЭС», перечислены в разделе «Список использованных в данном Положении нормативных документов» настоящего Положения. Некоторые из них в настоящее время находятся на стадии утверждения и носят рекомендательный характер.

Основные направления технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» в области распределительных электрических сетей (РСК) находятся в стадии разработки и в настоящем документе не представлены.

Организация научных исследований как важнейшего фактора определяющего основные направления технического прогресса ОАО «ФСК ЕЭС» - предмет специальных разработок, которые должны выполняться создаваемым Научно-техническим центром Электроэнергетики. На основании этих разработок будет конкретизироваться координация и взаимодействие технической политики и научных исследований в ОАО «ФСК ЕЭС».

Срок действия Положения – до 2012 года.

Положение может подлежать периодической корректировке на основании решений Правления ОАО «ФСК ЕЭС».

1.1. Стратегические цели технической политики ОАО «ФСК ЕЭС»

В основе реализации стратегических целей развития ЕНЭС лежит деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» по эффективному управлению электрическими сетями и их развитию, а также созданию условий для становления конкурентного рынка в электроэнергетике. Главными стратегическими целями развития ОАО «ФСК ЕЭС», обеспечивающими указанные функции являются:

- 1) Развитие электрических связей ЕНЭС, позволяющих обеспечить устойчивую параллельную работу всех основных энергозон ЕЭС России и их интеграцию с другими энергообъединениями на Евразийском континенте.
- 2) Обеспечение выдачи мощности электрических станций в сеть и создание условий для присоединения к электрической сети участников оптового рынка на условиях недискриминационного доступа при обеспечении сетевой надежности и обеспечения качества электроэнергии у потребителей в допустимых пределах по ГОСТ 13109-97.
- 3) Создание сетевой и технологической инфраструктуры, способствующей эффективному функционированию конкурентного рынка электроэнергии внутри РФ и обеспечивающей интеграцию в международные рынки электроэнергии.
- 4) Повышение надежности и управляемости ЕНЭС посредством использования новой высокоэффективной техники и технологий при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции электросетевых объектов.
- 5) Развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры и централизованного технологического управления электрическими сетями.
- 6) Повышение эффективности эксплуатации ЕНЭС за счет обоснованной оптимизации главных схем электрических соединений, сокращения занимаемых территорий, эксплуатационных издержек, расходов электроэнергии на собственные нужды.
- 7) Преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования за счет увеличения масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению.
- 8) Автоматизация подстанций ЕНЭС, внедрение и развитие современных систем диагностики и мониторинга технологического оборудования, систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, инженерных систем, коммерческого и технического учета электроэнергии.
- 9) Совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;
- 10) Минимизация воздействия на окружающую среду при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации и ремонте объектов ЕНЭС.

1.2. Основные понятия и определения.

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

Иерархическая распределенная автоматизированная система, представляющая собой совокупность специализированных, метрологически аттестованных технических и программных средств АИИС КУЭ подстанций ФСК, средств сбора, передачи и обработки информации технического и коммерческого учета, позволяющих производить вычисление потерь и сальдированной величины передачи электроэнергии по сетям ЕНЭС.

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

Иерархическая распределенная автоматизированная система, представляющая собой совокупность специализированных, метрологически аттестованных технических и программных средств АИИС КУЭ подстанций ЕНЭС, средств сбора, передачи и обработки информации технического и коммерческого учета, позволяющих производить вычисление потерь и сальдированной величины передачи электроэнергии по сетям ЕНЭС.

Автоматизированная система управления технологическими процессам (АСУ ТП) подстанции ЕНЭС

Программно-технический комплекс средств автоматизации подстанции, интегрирующий в своем составе подсистемы сбора и передачи информации с параметрами работы оборудования подстанции, диагностики и мониторинга технологического оборудования, управления цепями первичной и вторичной коммутации, релейной защиты и противоаварийной автоматики, инженерных систем с целью реализации задач управления технологическими процессам подстанции ЕНЭС в полном объеме.

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ)

Комплекс средств автоматизации задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского управления сетевыми объектами ЕНЭС, обеспечивающий решение задач автоматизации процессов сбора и передачи технологической информации с уровня подстанций ЕНЭС, ее обработки и хранения, оперативного управления переключениями коммутационных аппаратов и проведением работ по техническому обслуживанию и ремонтам (ТОиР), анализа технического состояния оборудования на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

Диспетчерско-технологическое управление

Комплекс взаимосвязанных бизнес-процессов, направленных на решение задач управления ЕЭС в части осуществления оперативных переключений, участие в ведении режима ЕЭС России (под руководством ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС») с учетом имеющихся в составе ЕНЭС средств по управлению напряжением и реактивной мощностью, анализ надежности и потерь в электрических сетях.

Качество электрической энергии

Совокупность свойств электрической энергии, характеризующих пригодность ее для нормальной работы электроприемников в соответствии с их назначением при расчетной работоспособности. Показатели качества электрической энергии нормируются в соответствии с межгосударственным стандартом (ГОСТ 13109-97).

Корпоративная информационная система управления (КИСУ)

Совокупность информационных систем Общества, методологически и технически объединенных друг с другом специальными программными технологиями интеграции, предназначенная для повышения эффективности деятельности Общества путем интеграции отдельных информационных систем.

Техническое перевооружение

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

Модернизация оборудования

Комплекс мероприятий по усовершенствованию действующего электротехнического оборудования путём замены конструктивно измененных базовых узлов основного и вспомогательного оборудования, повышающих надежность, срок службы, мощность, производительность (пропускную способность) установок в целом.

Научно-исследовательские работы

Работы, требующие для достижения поставленной задачи получения новых знаний о процессах, технологиях и свойствах объектов и материалов и разработки новых технических решений.

Новое строительство

Строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на специально отведенных земельных участках.

Нормативный документ(Нормативно-техническая документация (НТД)

Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся определенных видов деятельности или их результатов.

Проект (Стадии проекта)	Технико-экономическое обоснование, проект, рабочая документация или рабочий проект (утверждаемая часть и рабочая документация) на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение.
Реконструкция	Комплекс работ на объектах электрических сетей по их переустройству в целях повышения надежности, технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды. Реконструкции подлежат объекты электрических сетей, как правило, имеющие неудовлетворительное состояние конструкций и сооружений, не соответствующие требованиям санитарных норм и экологии.
Ремонт	Комплекс работ, выполняемых для восстановления работоспособности и ресурса оборудования, конструкций и устройств с заменой или восстановлением составных частей, при необходимости включая базовые, и контролем технического состояния, выполняемых в объемах, установленных в НТД.
Техническая политика	Система целей, способов и форм воздействия, направленных на получение совокупности новых технических решений, обеспечивающих повышение эффективности, надежности, технического уровня и промышленной безопасности, создание и освоение новых технологий и техники передачи электроэнергии.
Техническое обслуживание	Комплекс работ, направленных на поддержание работоспособности или исправного состояния оборудования, конструкций и устройств, их надежной, безопасной и экономичной эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью.

**Техническое
регулирование**

Нормативно правовое регулирование отношений в области установления, применения и исполнения обязательных требований к продукции, процессам производства, эксплуатации (применения), выполнению работ или оказанию услуг, разработка обязательных требований технических регламентов к технической продукции и нормативным документам, установление методов оценки соответствия технической продукции предъявленным к ним требованиям.

**Технологическое
управление**

Комплекс взаимосвязанных бизнес-процессов, направленных на решение всего комплекса задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского характера по управлению передачей, преобразованием и распределением электроэнергии в сетях ЕНЭС, поддержанию ЕНЭС в надлежащем состоянии и развитию ЕНЭС.

Эксплуатация

Комплекс работ по ведению требуемого режима работы оборудования, производству переключений, осмотров, мониторинга технического состояния оборудования, подготовки его к производству ремонта, технического обслуживания, выполняемых специально подготовленным и допущенным персоналом, контролю за соблюдением на объектах стандартов, норм, правил, инструкций, организации устранения отклонений от НТД и причин их вызывающих, планированию и приемке результатов технического обслуживания, ремонтов, модернизации, технического перевооружения, реконструкции и развития электрических сетей.

1.3. Анализ состояния электрических сетей ЕНЭС.

Общая протяженность линий электропередачи напряжением 220 - 750 кВ составляет 150,5 тыс. км (в т.ч. в ОАО «ФСК ЕЭС» - 45,388 тыс. км.), количество подстанций напряжением 220-750 кВ – 881, общей трансформаторной мощностью 320 тыс. МВА (в т.ч. в ОАО «ФСК ЕЭС» - 131 подстанция общей трансформаторной мощностью 140,5 тыс. МВА).

Износ основных фондов электрических сетей ЕНЭС составляет 62% (в сетях ОАО «ФСК ЕЭС» - 48,5%) из них машин и оборудования - 73 % (в ОАО «ФСК ЕЭС» - 70%), сооружений - 58% (в ОАО «ФСК ЕЭС» - 37,8%).

Относительные потери ЕНЭС не превышают 5%, в ОАО «ФСК ЕЭС» - 4%

Установленное на электросетевых объектах ЕНЭС основное электротехническое оборудование, функционирующее в непрерывном производственном цикле, определяющее надежность и экономичность их работы, изготовлено, в основном, в пятидесятые-семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным разработкам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности, требует периодического, возрастающего по объемам с ростом срока службы ремонтного обслуживания.

Схемы первичных электрических соединений действующих подстанций выполнены, в основном, по проектам, ориентированным на оборудование с недостаточными показателями надежности, поэтому предусматривают избыточные по современным критериям соотношения числа коммутационных аппаратов и присоединений, что является причиной значительного количества серьезных технологических нарушений по вине оперативного персонала.

Автоматизация технологических процессов на подстанциях выполнена в незначительном объеме (количество подстанций, на которых введены АСУ ТП, на конец 2005 года составляет шесть единиц, в стадии завершения находятся еще 5 объектов), поэтому схемы организации эксплуатации ориентированы прежде всего на подстанции 330 кВ и выше, а также на узловые ПС 220 кВ, на круглосуточное пребывание на них обслуживающего (оперативного) персонала, контролирующего состояние объекта и выполняющего оперативные переключения. Относительно высоки эксплуатационные расходы.

На объектах ЕНЭС доминирует парк морально и физически устаревшей телемеханической аппаратуры и передачи телеинформации.

В 2005 году количество устройств телемеханики, передающих телеинформацию в диспетчерские центры, составляло 2080 единиц. Из них примерно 70% составляли морально и физически устаревшие устройства, такие как ТМ-512, МКТ-1, МКТ-2, МКТ-3, УТК-1, УТМ-7, ТМ-800, ТМ-120, ГРАНИТ и т.д. Анализ состояния системы сбора и передачи информации с объектов ОАО «ФСК ЕЭС» (ССПИ) приведен в Л24.

Устройства релейной защиты и автоматики на подстанциях выполнены с применением электромеханических реле. Микропроцессорные устройства активно внедряются, но пока составляют незначительное количество (около 2-3%).

Существующие в настоящее время на подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС» системы учета электроэнергии не отвечают современным требованиям, как в части автоматизации функций, так и в части выполнения Закона РФ «О единстве измерений». Измерительные трансформаторы тока и напряжения нуждаются в поверке. Имеются присоединения на которых отсутствуют измерительные ТТ и ТН (порядка 10% от общего количества присоединений). По предварительным оценкам класс точности 20% измерительных ТТ и ТН не соответствует нормативным документам.

Существующий комплекс связи электроэнергетики имеет ограниченные функциональные возможности, не содержит свободных ресурсов, и не может использоваться для проведения рыночных преобразований электроэнергетики, нуждается в срочной модернизации - структурном реформировании и внедрении современных телекоммуникационных технологий.

На предприятиях отрасли оборудование связи, на 50% является аналоговым, находится в эксплуатации в среднем 20-30 лет, в значительной степени изношено (75-80%) и имеет следующие недостатки:

- низкая пропускная способность сети связи,
- ненадежная структура сети связи, в основном без альтернативных путей соединения,
- неэффективное распределение имеющегося частотного ресурса ВЧ каналов по ВЛ и радиосвязи,
- отсутствие структурированных подразделений развития и эксплуатации в условиях реформирования электроэнергетики,
- использование значительных производственных площадей под оборудование аналоговых систем передачи и коммутации,
- значительная трудоемкость обслуживания,
- значительное потребление электроэнергии,
- отсутствие основных и резервных пунктов контроля и управления телекоммуникационными сетями,
- значительные затраты на аренду каналов связи.

Недостаточна пропускная способность межсистемных и системообразующих электрических сетей. В ряде регионов России, возможно появление в ЕЭС новых сечений с ограниченной пропускной способностью при развитии конкуренции в сфере производства и потребления энергии (за счет перераспределения загрузки генерирующих мощностей), недостаточны управляемость электрической сети, объем устройств регулирования напряжения и реактивной мощности и уровень развития автоматизированных систем диспетчерско-технологического управления.

2. Основные направления технической политики ОАО «ФСК ЕЭС».

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

2.1. Обеспечение режимов работы электрических сетей.

2.1.1. Требования к развитию электрических сетей.

2.1.1.1. При развитии электрических сетей необходимо руководствоваться следующими основными критериями:

- экономически обоснованное обеспечение всем субъектам оптового рынка условий для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции на конкурентной основе при наличии спроса на нее;
- экономически обоснованное обеспечение всем субъектам рынка возможности получения продукции с рынка в необходимом объеме с требуемой надежностью и нормативными стандартами качества при оплате ее по цене оптового рынка;
- экономическая обоснованная минимизация технических ограничений в сетевой инфраструктуре рынка, приводящих к снижению объемов покупки (продажи) электроэнергии против предлагаемых продавцами (покупателями) или вынужденной коррекции рыночной цены электроэнергии из-за ограничений на свободу предложений;
- оптимизация затрат на производство, транспорт и распределение электроэнергии за счет ввода электросетевых объектов.

2.1.1.2. Развитие электрических сетей должно основываться на следующих подходах:

- схема основной электрической сети ЕЭС России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющая осуществлять ее поэтапное развитие, обеспечивающая возможность приспосабливаться к изменениям: условий роста нагрузки и развития электростанции; направлений и величины перетоков мощности; условий осуществления межгосударственных договоров по поставке электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья;
- увеличение пропускной способности основной сети ЕЭС России в процессе ее развития должно осуществляется путем применения современных средств компенсации и регулирования реактивной мощности, а также постепенной «надстройкой» линиями более высокого класса напряжения после достаточно полного охвата территории сетями предыдущего класса напряжения и исчерпания их технических возможностей;
- привязка линий электропередачи должна осуществляться преимущественно к крупным узлам нагрузки, избегая создания прямых связей между электростанциями;

– между двумя узлами сети по одной трассе должно сооружаться, как правило, не более двух линий электропередачи одного класса напряжения. При необходимости дополнительного усиления сети следует рассматривать целесообразность сооружения ВЛ по другим направлениям или создания электропередачи на более высоком напряжении;

– развитие основной электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды;

– обеспечение уровней надежности электроснабжения в соответствии с требованием национальных стандартов для объектов системообразующей сети;

– обеспечение нормированных показателей качества электрической энергии;

– обеспечение возможности использования новых средств автоматизации и новых технологий обслуживания.

2.1.1.3. При развитии схем электрической сети следует обеспечивать рациональное сочетание намеченных к сооружению ВЛ, ПС и действующих электросетевых объектов с учетом их физического и морального износа, а также возможности расширения и реконструкции.

2.1.1.4. Напряжения электрических сетей переменного тока выбираются в соответствии со шкалой номинальных напряжений, принятых в соответствующих региональных энергосистемах России.

2.1.1.5. Пропускная способность в сечениях основной электрической сети при ее развитии должна определяться исходя из требований действующих нормативных документов, на основе технико-экономических обоснований.

2.1.1.6. Схемы выдачи мощности крупных электростанций к узловым подстанциям основной сети в нормальных режимах работы энергосистемы и в нормальной схеме сети должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности (за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд) на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь). Для АЭС указанное условие должно выполняться также и при отключении любой из отходящих линий или трансформатора связи шин без воздействия автоматики на разгрузку энергоблоков АЭС.

2.1.1.7. При необходимости передачи больших объемов мощности на значительные расстояния, должен проводиться также и технический анализ вариантов выполнения электропередачи постоянным током.

2.1.2. Регулирование напряжения и потоков электроэнергии.

Для более эффективного регулирования напряжения, повышения пропускной способности, пределов устойчивости, создания условий для снижения потерь электроэнергии путем оптимизации потоков реактивной мощности, обеспечения оптимального управления потоками активной мощности (оптимальная загрузка неоднородных электрических сетей), интенсивного демпфирования колебаний напряжения в ЕНЭС сетевыми средствами необходимо создание и обоснованное внедрение новейших разработок:

- управляемых шунтирующих шинных и линейных реакторов на напряжение 110 – 500 кВ;
- статических компенсаторов реактивной мощности (тиристорных - СТК, на базе полностью управляемых полупроводниковых приборов - СТАТКОМ);
- фазоповоротных устройств (ФПУ);
- управляемых устройств продольной компенсации (УУПК);
- объединенных регуляторов потоков мощности (ОРПМ);
- электромашинных компенсаторов реактивной мощности и фазосдвигающих устройств;

Для приведения уровней напряжений к нормативам следует учитывать возможность работы агрегатов ГЭС в режиме синхронного компенсатора. При строительстве новых и реконструкции действующих ГЭС максимально использовать возможность работы агрегатов в режиме СК.

Выбор оптимального вида или комплекса средств компенсации и регулирования производится в проекте с учетом схемно-режимных особенностей рассматриваемого узла энергосистемы: мероприятий, проводимых генерирующими источниками, ограничения пропускной способности, ограничения по условиям статической, динамической и результирующей устойчивости, внутренних перенапряжений, резонансных явлений, быстродействия, экономических показателей и условий эффективного сервисного обслуживания.

2.2 Подстанции (ПС).

Основные требования по схемам ПС, выбору и размещению основного оборудования, системам АСУ ТП, РЗА и ПА, АИИС КУЭ и связи, а также строительной части ПС изложены в «Общих технических требованиях к подстанциям 330-750 кВ нового поколения» (Л6) и «Нормах технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35÷750 кВ» (Л9). В части выбора главных электрических схем распределительных устройств на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» необходимо соблюдать «Регламент взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» по подготовке к утверждению схем электрических соединений подстанций и линий электропередачи при новом строительстве, расширении, техническом перевооружении и реконструкции объектов электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС» (Л4).

В части выбора главных электрических схем распределительных устройств на объектах генерирующих компаний, в том числе атомных станций, промышленных предприятий и подстанций потребителей, примыкающих к ЕНЭС, по согласованным регламентам.

Выбор главных электрических схем распределительных устройств должен соответствовать требованиям надежности к системным объектам.

Ниже приведены некоторые из основных требований, выполнение которых предусматривается в проектах строительства, технического перевооружения и реконструкции.

2.2.1 Строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции и ремонте ПС:

- сокращение площадей ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений, применения жесткой ошиновки, при условии сохранения надежности;

- облегченные предварительно-напряженные железобетонные стойки, железобетонные сваи, монолитные и сборно-монолитные фундаменты под оборудование;

- монолитные и сборные, в том числе поверхностные и свайные железобетонные (бурунабивные, в том числе с уширением и без уширения) фундаменты под порталы;

- фундаменты для бескареточной и безрельсовой установки трансформаторов;

- минимизация производства земляных работ за счет применения различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов (призматические железобетонные сваи, бурунабивные сваи, сваи с закрылками, винтовые якоря и сваи), малозаглубленных и поверхностных фундаментов, термосвай и якорей в вечномерзлых грунтах, стержневых заделок в скальных грунтах;

- применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах;

- применение новых высокоэффективных материалов для защиты от коррозии строительных конструкций, коррозионностойких сталей повышенной прочности для изготовления металлоконструкций порталов и опор под оборудование;
- преимущественное использование кирпича или другого близкого по физико-техническим свойствам материала. Наружная отделка зданий – облицовочный кирпич или навесные облицовочные панели;
- прокладка кабельных сетей должна осуществляться надземным способом посредством трансформирующих кабельных каналов, позволяющих менять их емкость в зависимости от количества прокладываемых кабелей;
- емкостные сооружения должны выполняться из монолитного железобетона плотностью не менее W8 или из сборных бетонных блоков с гидроизоляцией посредством стальной рубашки;
- очистные сооружения могут сооружаться в металлическом каркасе с облицовкой сэндвич-панелями;
- наружные сети хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода низкого давления следует предусматривать из напорных труб ПВХ раструбных тип «Т» комплектно с резиновыми кольцами по ГОСТ Р51613-2000;
- наружные сети бытовой канализации – из безнапорных труб ПВХ комплектно с уплотнительными кольцами по ТУ 6-19-307-86;
- применение новых эффективных материалов для ограждающих и кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий. С появлением новых гидроизоляционных материалов целесообразно вернуться к вопросу о целесообразности исключения плоских кровель из подстанционного строительства;
- выполнение экологических мероприятий в соответствии с действующим законодательством по охране природы;
- объединение проектных решений в единый архитектурно-промышленный комплекс, применение единого корпоративного стиля оформления фасадов зданий и сооружений с использованием элементов утвержденного корпоративного стиля (колористика, эмблемы и т.п.).

2.2.2 Основное оборудование:

Силовые трансформаторы, автотрансформаторы (АТ) и реакторы:

- АТ, трансформаторы, шунтирующие (ШР) и компенсационные реакторы - не требующие подпрессовки обмоток в течении всего срока службы, с вводами с твердой изоляцией для всех классов напряжений или герметичными маслonaполненными вводами на напряжение 330-750 кВ, с эффективными системами охлаждения путем принудительной или естественной циркуляции масла, обладающие необходимой динамической стойкостью и низкими потерями, в основном оснащенные системами мониторинга и диагностики (Л20), а также системами пожаротушения,

предотвращения от взрывов и возгораний, не требующих ремонта в течение расчетного срока службы;

- АТ - с РПН (количество переключений до первой ревизии не менее 70.000) и автоматическим регулированием напряжения;

Коммутационная аппаратура:

- элегазовые выключатели 110-750 кВ колонковые и баковые (со встроенными трансформаторами тока) преимущественно с пружинными приводами, с устройством синхронной коммутации для аппаратов в цепи ШР и конденсаторной батареи;

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

- разъединители пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа на напряжение 330-750 кВ; оснащение разъединителей, в т.ч. заземляющих ножей на напряжение 35-750 кВ электродвигательными приводами, высокопрочными фарфоровыми и полимерными опорными изоляторами.

Используемое оборудование не должно требовать ремонта в течение расчетного срока службы.

Измерительные трансформаторы:

- трансформаторы тока на класс напряжения 110 кВ и выше с классом точности обмоток измерения для АИИС КУЭ подстанций ЕНЭС 0,2S или 0,2, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво – и пожаробезопасность;

- элегазовые и маслонаполненные трансформаторы тока;

- емкостные трансформаторы напряжения с обмотками измерения для АИИС КУЭ подстанций класса точности 0,2;

- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения при соответствующем проектном обосновании, для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой;

- комбинированные трансформаторы тока и напряжения для установки в ячейках ВЛ 330-750 кВ в целях их компактизации.

Компактные комплектные распределительные устройства и токопроводы:

- применяются при невозможности выполнения технического перевооружения в отведенные сроки из-за нехватки свободных площадей, при выделении недостаточных строительных площадей под строительство ОРУ ПС, при расположении ПС в непосредственной близости от объектов, загрязняющих внешнюю изоляцию;

- элегазовые комплектные распределительные устройства (КРУЭ) 110-500 кВ;

- кабели 110 – 500 кВ как правило с изоляцией из сшитого полиэтилена;

- элегазовые токопроводы напряжения 110-500 кВ при соответствующем обосновании;
- жесткая ошиновка ОРУ 110-500 кВ блочной заводской комплектации;
- комплектные ячейки повышенной заводской готовности в ОРУ 110-220 кВ, а также комбинированные элегазовые аппараты при соответствующем обосновании;

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН):

применение в соответствии с программой (Л17) ОПН на основе оксидно-цинковых резисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасных с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем.

Устройства компенсации реактивной мощности:

- управляемые статические средства продольной и поперечной компенсации на базе современной силовой электроники:
 - o шунтирующие шинные и линейные реакторы;
 - o СТК, СТАТКОМ,
 - o устройства продольной компенсации;
- синхронные и асинхронизированные компенсаторы наружной установки с воздушным охлаждением (для применения на ПС, расположенных в среде операционной готовности мощных энергоремонтных предприятий);
- традиционные шунтирующие (сухие и масляные) реакторы, коммутируемые выключателями с повышенным коммутационным ресурсом, оснащенными устройством синхронной коммутации;
- сухие токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией на напряжение 6-35кВ для установки в нейтрали силовых трансформаторов и присоединениях отходящих линий;
- экологически безопасные, пропитанные жидким синтетическим диэлектриком, а также сухие конденсаторы для фильтровых и шунтовых батарей, устройств продольной компенсации.

Собственные нужды ПС:

- осуществлять питание электроприемников СН переменного тока ПС от двух независимых источников (для ПС 330кВ и выше – от трех);
- кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- обеспечивать раздельную работу секций 0,4 кВ собственных нужд с АВР;
- применять дизель-генераторы при отсутствии независимого резервного сетевого источника питания на подстанциях 330 – 750 кВ;
- применять микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики в КРУ 6 и 10 кВ;
- использовать в качестве вводных и секционных защитных аппаратов на стороне 0,4 кВ селективные автоматические выключатели с микропроцессорными расцепителями.
- применять стационарные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи вентилируемого типа или закрытого типа с предохранительным клапаном со сроком службы не менее 15 лет и способностью аккумуляторов сохранять расчетную емкость во всех режимах работы электроустановки в течение всего срока службы;
- использовать зарядно-подзарядные агрегаты, обеспечивающие:
 - 1) возможность автоматического трехступенчатого режима заряда (режим ограничения тока, режим уравнивающего заряда, режим постоянного подзаряда);
 - 2) в режиме постоянного подзаряда качество напряжения (уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация) техническим условиям на аккумуляторы конкретного типа;
 - 3) качество напряжения техническим условиям электроприемников постоянного оперативного тока (например, устройства РЗА) в режимах как постоянного подзаряда, так и уравнивающего заряда;
 - 4) электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением (в частности, устройств РЗА), соответствующее их техническим условиям при нарушении связи с аккумуляторной батареей по любой причине;
 - 5) автоматический полный заряд аккумуляторной батареи за минимально возможное время с учетом ограничений, определенных техническими условиями на аккумуляторную батарею.

Ограничения по применению технологий.

Запрещается применять:

- силовые трансформаторы и реакторы с расчетным сроком службы менее 30 лет;
- трансформаторы тока с классом точности обмотки измерения для АИИС КУЭ хуже 0,2, и хуже 0.5 для АСУ ТП;
- трансформаторы напряжения с классом точности обмотки измерения для АИИС КУЭ хуже 0,2, и хуже 0.5 для АСУ ТП;
- засыпку гравием маслоприемников трансформаторов с устройством огнепреградителей;
- схемы электроснабжения без автоматического включения резерва (АВР);
- кабели с бумажно-масляной изоляцией;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения;
- аккумуляторные батареи со сроком эксплуатации менее 15 лет;
- аккумуляторные батареи с гелеобразным электролитом;
- маломасляные выключатели.

При проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве не рекомендуется:

- устанавливать на подстанциях 110-750 кВ воздушные или масляные выключатели;
- использовать для высоковольтных выключателей пневматические и электромагнитные привода;
- устанавливать вентильные разрядники;
- устанавливать разъединители без автоматического привода;
- применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.

2.2.3. Инженерные системы подстанций.

Современные подстанции проектируются, исходя из возможности их функционирования, как с постоянным так и без постоянного присутствия персонала. С учетом этого подстанции должны оснащаться соответствующими инженерными системами, системами наблюдения и безопасности, в том числе:

- системами видеонаблюдения за территорией подстанции, при достаточном обосновании - за состоянием оборудования, переключениями, ремонтами;
- системами охранной сигнализации и контроля доступа на территорию подстанции;
- системами пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения;
- видеонаблюдение на подстанции выполняется для решения следующих двух групп задач:
 - визуальный контроль выполнения оперативных переключений на ПС и состояния (внешнего) соответствующего силового электротехнического оборудования («технологическое» видеонаблюдение);
 - контроль состояния периметра и территории подстанции с целью обнаружения несанкционированного доступа посторонних лиц, возгораний и т.п. («охранное» видеонаблюдение).

Системы видеонаблюдения на подстанции строятся на базе следующих элементов:

- цифровых видеокамер с функциями увеличения (трансфокации), поворота, наклона и возможностью дистанционного управления;
- коммутаторов/серверов, обеспечивающих сбор информации от видеокамер, передачу ее на АРМ операторов, архивирование данных;
- АРМ операторов, обеспечивающих визуализацию изображения.

Предпочтительно выполнение подсистем технологического и охранного видеонаблюдения на единой программно-аппаратной платформе, что обеспечивает возможность использования видеокамер технологического наблюдения в качестве охранных и наоборот (в случае необходимости).

Системы охранной и пожарной сигнализации строятся на базе соответствующих датчиков/извещателей, приемно-контрольных приборов и средств сбора, обработки и визуализации информации.

В прочих инженерных системах подстанции (климат-контроля, управления освещением и др.) могут применяться программно-технические средства, аналогичные применяемым в АСУТП ПС (в целях унификации) или общепромышленные средства автоматизации (датчики, программируемые контроллеры и др.).

Помимо системы климат – контроля, температура в помещениях, где циркулирует вода и находится электронное оборудование, критичное к повышению температуры, должна быть система контроля температуры с

выдачей в АСУ ТП тревожных сигналов при достижении критической температуры (снижение до +5 и достижение +35° С

В целях оптимизации стоимости и упрощения эксплуатации вышеуказанных подсистем, следует стремиться к реализации всего их комплекса на базе единой системы коммуникаций, вычислительных ресурсов и автоматизированных рабочих мест.

Указанные подсистемы должны быть интегрированы в АСУТП ПС на уровне, как минимум, передачи в АСУТП обобщенных аварийно-предупредительных и диагностических сигналов. В перспективе будет реализована глубокая интеграция инженерных подсистем в АСУТП ПС с возможностью автоматизированного управления камерами видеонаблюдения, наружным освещением, системами климат - контроля с АРМ операторов в составе АСУТП.

2.2.4. Экология ПС:

- предотвращение попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- применение, где это возможно, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов, оптико-электронных измерительных трансформаторов;
- снижение уровня шума оборудования;
- обеспечение защиты персонала от воздействия электромагнитного поля;
- обеспечение пожаро- и взрывобезопасности оборудования;
- безотлагательная замена и утилизация оборудования, в котором используется трихлордифенил (ТХД);
- восстановление нарушенных в процессе строительства и в результате эксплуатации природных условий;
- очистка загрязненных ливнестоков.

2.2.5. Диагностика и мониторинг оборудования:

- внедрение прогрессивных методов и средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- внедрение единых (интегрированных в АСУ ТП) информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о состоянии оборудования;
- диагностика состояния оборудования и мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- поставка новых высоковольтных коммутационных устройств, уже оснащенных элементами мониторинга и диагностики по рабочим напряжениям;
- оснащение находящихся в эксплуатации воздушных выключателей 330 кВ и выше, системами мониторинга и диагностики под рабочим напряжением в рамках целевой программы;

- до разработки указанных методов мониторинга и диагностики под рабочим напряжением проведение диагностики высоковольтных коммутационных аппаратов в соответствии с действующими НТД (в частности во время их ревизии);
- внедрение средств мониторинга основных и резервных источников питания собственных нужд подстанции;
- внедрение средств диагностики аккумуляторных батарей.

2.2.6. Электромагнитная совместимость:

- выполнение заземляющих устройств, обеспечивающих выравнивание потенциала на территории и заземленном оборудовании подстанции;
- выполнение молниезащиты, исключая перекрытие изоляции и проникновение перенапряжений во вторичные цепи;
- выбор компоновки подстанции с учетом электромагнитного влияния первичных цепей и оборудования на вторичные цепи и оборудование;
- выполнение обследований на электромагнитную совместимость для вновь строящихся и реконструируемых подстанций силами специализированных организаций;
- выбор способа и трасс прокладки силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации, как между собой, так и относительно высоковольтных цепей на открытой части подстанции, в зданиях (ГЩУ, ОПУ, релейные щиты), гарантирующих уровни наводок и помех, допустимых для применяемого оборудования;
- принятие при необходимости дополнительных мер по обеспечению ЭМС (применение экранированных кабелей, установка фильтров в цепях питания и др.);
- принятие мер по защите электроустановок от высокочастотных коммутационных перенапряжений;
- принятие мер по защите от статического электричества;
- принятие мер по защите от радиоизлучения;
- применение на ПС волоконо-оптических каналов.

2.2.7. Релейная защита и автоматика (РЗА)

Обеспечение сохранения устойчивой работы ЕНЭС, снижение ущерба при повреждении сетевого электрооборудования и от недоотпуска электроэнергии потребителям при возникновении аварий в электросетевом комплексе, в т.ч. ЕНЭС, в значительной степени определяется надежной работой систем релейной защиты и автоматики, включая противоаварийную автоматику (РЗА).

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

В то же время, подавляющее большинство существующих систем РЗА выполнены с использованием электромеханической и полупроводниковой элементной базы и введены в работу в 50-80-х годах прошлого столетия. Устройства неизбежно устаревают не только физически, но и морально, и, как следствие, перестают удовлетворять современным требованиям. Кроме того, поддержание существующих систем РЗА в работоспособном состоянии неизбежно ведет к увеличению трудозатрат.

В этих условиях техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» в области РЗА направлена на решение следующих задач:

- Поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА.
- Обеспечение своевременной замены физически устаревших систем (отдельных устройств) РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна.
- Внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям.

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

Решение второй задачи направлено на выявление реального состояния устройств РЗА на основе выявленных дефектов при проведении профилактических проверок и неправильных действий.

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

- снижение времени отключения коротких замыканий за счет повышения быстродействия устройств релейной защиты;
- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности;
- сокращение времени принятия решений диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности ее предоставления;
- результативность противоаварийного управления за счет интеллектуальных программируемых комплексов ПА энергоузлов и локальных устройств ПА;
- повышение надежности функционирования за счет:
 - встроенной в устройства непрерывной диагностики;
 - применения цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические;
 - использования дублированных каналов связи для передачи аварийных сигналов и команд;
- снижение эксплуатационных трудозатрат за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных инструментальных средств.

Выполнение перечисленных основных требований в наибольшей степени может быть обеспечено внедрением современных устройств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, и, как правило, интегрированных в АСУ ТП подстанции.

В свою очередь, внедрение микропроцессорных устройств РЗА требует комплексного решения следующих вопросов:

- Разработка концепции развития систем РЗА, учитывающей все преимущества микропроцессорной техники.
- Разработка типовых проектных решений по применению МП устройств РЗА различных производителей.
- Разработка методических указаний по расчету и выбору параметров срабатывания систем РЗА различных производителей.
- Разработка требований к Поставщикам оборудования РЗА, отвечающих требованиям эксплуатирующих организаций и накопленному ими опыту эксплуатации в России.
- Разработка мероприятий, обеспечивающих создание электромагнитной обстановки, гарантирующей нормальное функционирование систем РЗА.
- Разработка и создание системы оперативного постоянного тока (СОПТ), обеспечивающей устойчивую работу устройств РЗА при нарушениях в СОПТ;
- Разработка инструкций, циркуляров, обеспечивающих эффективную эксплуатацию новой техники.

2.2.8. Автоматизированная система управления технологическими процессами подстанций - АСУ ТП.

Техническая политика в области автоматизации подстанций ЕНЭС ориентирована на создание современных интегрированных АСУ ТП на базе микропроцессорных устройств и развитой информационно-вычислительной инфраструктуры.

АСУ ТП подстанций должно обеспечивать единую систему измерений и регистрации технологических параметров для всех участников ОРЭ, мониторинг и диагностику состояния оборудования и режима сети в нормальных и аварийных режимах, управление переключениями с удаленных пунктов управления.

Задачи, решаемые с помощью АСУ ТП:

- повышение наблюдаемости режимов - отслеживание состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение работы систем поддержки принятия решений оперативным персоналом;
- повышение общей надежности функционирования ЕНЭС за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;

- предотвращение возникновения и развития технологических нарушений и снижение ущерба;
- повышение производительности и снижение численности персонала;
- снижение ущерба, вызванных ошибками персонала;
- оптимизация ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования подстанции, обеспечение перехода от календарного планирования к ремонту на основе учета технического состояния оборудования.

АСУ ТП подстанции ЕНЭС должна строиться с учетом следующих требований и технических решений:

1) интеграции подсистем РЗА и ПА, мониторинга, управления и диагностики оборудования, инженерных систем.

2) модульного принципа построения технических и программных средств;

3) открытой масштабируемой архитектуры с приоритетом решений на основе стандартов МЭК, перехода к стандарту МЭК-61850 по мере готовности аппаратно-программных средств;

4) сохранения функций контроля и управления отдельной единицей оборудования ПС в минимальной степени зависящей от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;

5) использование общей базы данных;

6) обеспечение резервного электропитания АСУ ТП подстанций в аварийных режимах с расчетной продолжительностью достаточной для прибытия на ПС ремонтного персонала, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению основных источников электропитания АСУ ТП.

Выполнение указанных требований и технических решений должно подчиняться экономической стратегии компании.

Деятельность по автоматизации подстанций ОАО «ФСК ЕЭС» должна реализовываться по следующим направлениям:

1. Комплексная автоматизация подстанций – АСУ ТП с интеграцией подсистем МП РЗА, ПА, мониторинга, диагностики и управления оборудованием и инженерными системами, обеспечивающая возможность управления объектами без постоянного оперативного персонала.

Комплексная автоматизация подстанций реализуется в рамках программ комплексного технического перевооружения и нового строительства.

2. Минимизированный комплекс автоматизации подстанций - АСУ ТП с подсистемами оперативного контроля и управления, сбора, обработки и передачи информации, мониторинга и диагностики состояния оборудования.

Реализация минимизированных АСУ ТП должна осуществляться в рамках специальной Программы повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС путем создания первых пусковых комплексов АСУ ТП подстанций ОАО «ФСК ЕЭС», не входящих в программу комплексного технического перевооружения, реконструкции – всего 67 подстанций 330кВ и выше, на основе следующих критериев:

1. Роли и места подстанции в системах диспетчерского (в АСДУ Системного Оператора) и диспетчерско-технологического (в АСДТУ ОАО «ФСК ЕЭС») управления.

2. Важности ПС для функционирования и развития ЕНЭС, учитывается также наличием режимных ограничений по возможности вывода оборудования для проведения работ, связанных с внедрением пускового комплекса средств автоматизации в рамках Программы.

3. Оценки технического состояния (срока службы) основного оборудования и цепей вторичной коммутации подстанции.

4. Наличия и ближайшей перспективы развития каналов связи для передачи технологической информации с ПС в ОДУ(РДУ) и в МЭС(ПМЭС).

5. Технического состояния комплексов телемеханики на подстанциях.

Программа объединяет следующие две самостоятельные части (программы), взаимосвязанные и согласованные друг с другом по основным техническим и организационным решениям и срокам их реализации:

- «Программу внедрения на подстанциях подсистем автоматизированного контроля и управления в нормальных и аварийных режимах на 2006 – 2010 г.».

- «Программу внедрения систем автоматизированного контроля состояния оборудования на подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС» на 2006 – 2010 г.».

Программа обеспечивает комплексное техническое перевооружение и реконструкцию морально и физически устаревшего оборудования информационно-технологических систем подстанции без замены первичного оборудования.

Внедрение на подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС» напряжением 330 кВ и выше первых пусковых комплексов средств автоматизации обеспечивает необходимую по условиям управления сетью наблюдаемость параметров режима и управление отдельными видами оборудования с участием оперативного персонала.

Этапы и основные задачи Программы приведены в Л13.

2.2.9. Системы сбора и передачи информации

Техническая политика в области систем сбора и передачи информации (ССПИ) подстанций направлена модернизацию существующих и создания новых систем на основе применения микропроцессорных устройств и систем, обеспечивающих увеличение наблюдаемости ЕНЭС, удовлетворяющих потребностям ОАО «СО-ЦДУ» и ОРЭ.

ССПИ подстанций должна строиться с учетом следующих требований:

- 1) использования современных МП систем телемеханики с непосредственным подключением к вторичным цепям ТТ и ТН,
- 2) повышения объема и расширения номенклатуры передаваемой оперативной и технологической информации,
- 3) модульного принципа построения технических и программных средств,
- 4) поддержки международных протоколов передачи данных (IEC – МЭК),
- 5) обеспечения точности измерений не более 1%,
- 6) возможности масштабирования и интеграции МП систем телемеханики в АСУ ТП подстанций.

Деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» в области ССПИ подстанций ЕНЭС должна реализовываться по следующим направлениям:

1. МП комплексы ТМ.

2. Минимизированный комплекс автоматизации подстанций - АСУ ТП с подсистемами оперативного контроля и управления, сбора, обработки и передачи информации, мониторинга и диагностики состояния оборудования.

Реализация МП комплексов ТМ и минимизированных АСУ ТП должна осуществляться в рамках 2 этапа «Программы повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС...» (п. 2.2.8.).

3. Комплексная автоматизация подстанций – АСУ ТП с интеграцией подсистем МП РЗА, ПА, мониторинга, диагностики и управления оборудованием и инженерными системами, обеспечивающая возможность управления объектами без постоянного оперативного персонала.

Комплексная автоматизация подстанций реализуется в рамках программ комплексного технического перевооружения и нового строительства объектов ЕНЭС.

2.2.10. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) на уровне подстанций.

При создании и модернизации систем учета электроэнергии на подстанциях ЕНЭС должны соблюдаться следующие принципы:

- на подстанциях ЕНЭС не допускается использование систем учета других собственников (потребителей и/или АО-энерго);
- системы АИИС КУЭ подстанций должны передавать данные в соответствие с принятыми регламентами в информационно-вычислительные комплексы автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ФСК ЕЭС» в соответствии со своей территориальной принадлежностью. Информационно-вычислительные комплексы АИИС КУЭ создаются в каждом филиале ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, а также, на предприятиях МЭС;
- АИИС КУЭ подстанций вносится в Государственный реестр средств измерений как единичное средство измерений;
- АИИС КУЭ подстанции обеспечивает расчет баланса электроэнергии по подстанции и шинам с учетом собственных и хозяйственных нужд;
- АИИС КУЭ подстанции должна интегрироваться с АСУ ТП подстанций;
- Информационное взаимодействие АИИС КУЭ подстанции с внешними системами должно осуществляться по стандартизованным протоколам обмена;
- Результаты измерений, а также (в случаях, предусмотренных регламентами ОРЭ) данные о состоянии объектов и средств измерений, в точках учета, применяемых в целях определения величины переданной (полученной электроэнергии в точках поставки участников оптового рынка, передаются заинтересованным субъектам рынка (смежным субъектам ОРЭ, ОАО «АТС», ОАО «СО-ЦДУ»).

2.2.11. Организации систем питания вторичных систем, систем связи и электрооборудования.

Одним из основных условий надежного функционирования объекта является организация оптимальной структуры питания систем управления, систем РЗА, связи и других систем (далее - вторичных систем и систем связи).

Особенность организации питания вторичных систем и систем связи определяется тем, что в настоящее время и в перспективе на объектах электроэнергетики внедряются новые системы и виды оборудования, требующие новых подходов по сравнению с существующими.

К ним относятся:

- системы автоматизированного управления технологическими процессами подстанций (АСУ ТП);
- новые типы выключателей, характеризующиеся существенно меньшим потреблением;
- цифровые системы передачи информации;
- системы РЗА, выполненные на микропроцессорной элементной базе;
- системы мониторинга электросетевого оборудования и другие.

Источниками питания вторичных систем и систем связи являются системы переменного тока (собственные нужды подстанции) и постоянного оперативного тока.

Должен обеспечиваться правильный выбор конфигурации сети собственных нужд, включая решение вопросов автоматического ввода резерва (АВР) для различных потребителей, выбор защитных аппаратов сети собственных нужд, обеспечивающих быстрое отключение КЗ и невозгораемость кабелей.

Проектирование систем питания вторичных систем и систем связи должно проводиться с учетом следующих условий:

- планируется переход на необслуживаемые подстанции;
- важными потребителями являются устройства, выполненные на микропроцессорной элементной базе (РЗА, контроллеры АСУ ТП, телекоммуникационное оборудование.), которые весьма чувствительны к перерывам электропитания. По этой причине
 - в составе информационно-вычислительной инфраструктуры подстанции должны быть предусматриваться источники бесперебойного питания (UPS), характеристики которых должны определяться на основе характеристик систем питания собственных нужд подстанции.

Системы оперативного постоянного тока (СОПТ) объекта должна отвечать следующим основным требованиям:

- расчетная длительность разряда аккумуляторной батареи должна учитывать время прибытия персонала на ПС, выявления им неисправности в

СОПТ и принятия мер по восстановлению нормального режима работы АБ (заряд, емкость и т.д.) и СОПТ в целом;

- технологическая совместимость зарядно-подзарядных агрегатов (ЗПА) и аккумуляторной батареи;

- обеспечение питания вторичных систем от ЗПА при отключении АБ по любой причине;

- отключение КЗ в сети оперативного постоянного тока, сопровождающегося снижением напряжения на электроприемниках ниже допустимого, с минимальным временем, исключающим перезагрузку микропроцессорных терминалов устройств РЗА;

- обеспечение требований к электромагнитной совместимости;

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

- выявление снижения изоляции каждого полюса и одновременное снижение изоляции на обоих полюсах СОПТ;

- выполнение защиты сети постоянного оперативного тока с использованием наряду с автоматическими выключателями предохранителей электробезопасного исполнения;

- питание электроприемников СН постоянного тока для подстанций 330 кВ и выше осуществлять от двух и более аккумуляторных батарей.

Кроме того, действующие типовые решения по организации сети постоянного оперативного тока и питания устройств управления и РЗА ориентированы на организацию централизованной системы. В то же время необходимо рассматривать организацию системы децентрализованного питания с интеграцией имеющихся источников в систему объектового уровня соответствующей надежности, т.е. расположения АБ и щитов ПТ как в ОПУ, так и в соответствующих зданиях РЩ распределительных устройств.

Основными задачами на ближайший период является:

1. Разработка требований к интегрированной системе питания вторичных систем и систем связи, учитывающих наличие системы переменного и постоянного оперативного тока, а также источников бесперебойного питания;

2. Разработка типовых схем организации питания вторичных систем и систем связи;

3. Использование современных методик расчета токов КЗ и выбора типов защитных аппаратов и параметров их срабатывания.

4. Проработка вопросов использования новых альтернативных источников постоянного тока взамен аккумуляторных батарей.

2.3. Линии электропередачи.

Воздушные линии электропередачи.

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ) являются:

- обеспечение надежности работы;
- снижение эксплуатационных издержек;
- применение конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры в течение всего срока службы;
- оснащение при прохождении по зонам экстремальных климатических воздействий эффективными системами защиты ВЛ от гололедно-ветровых воздействий, грозových перенапряжений, вибрации и пляски проводов и тросов;
- сокращение площади отвода земель под ВЛ в постоянное пользование;
- использование передовых, безопасных методов строительства и эксплуатации;
- развитие технологий неразрушающего контроля состояния в целях обеспечения перехода к ремонтам на основе оценки технического состояния ВЛ без их вывода из работы;
- обеспечение, оптимальное размещение и разработка маршрутов доставки аварийного резерва конструкций ВЛ.

Основные требования к ВЛ изложены в «Общих технических требованиях к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения» (Л5), «Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (Л8).

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

- внедрение комплексной механизации работ при прокладке просек с использованием высокопроизводительных комплексов машин и оборудования, дифференцированных по видам рубок, крупномерности древостоев, рельефным и почвенно-грунтовым условиям; использование перспективных технологических процессов лесосечных работ и способов срезания древесно-кустарниковой растительности; комплексное и полное использование заготавливаемого древесного сырья;
- сокращение производства земляных работ за счет применения свайных фундаментов; (призматические железобетонные сваи, буронабивные сваи, в том числе с уширенной пятой, сваи с закрылками, винтовые якоря и сваи), малозаглубленных и поверхностных фундаментов, термосвай и якорей в вечномерзлых грунтах, стержневых заделок в скальных грунтах;

применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах;

- монтаж проводов под тяжением без опускания провода на землю, позволяющий обеспечить отсутствие механических повреждений провода и как следствие уменьшить потери электроэнергии на корону и радиопомехи;

- прокладка просек на залесенных участках прохождения ВЛ с шириной, исключающей нарушение минимально допустимых изоляционных расстояний от провода до дерева, в т. ч. при его падении по любой причине;

- монтаж проводов ВЛ над ценными лесными массивами с целью сокращения ширины просеки.

2.3.2. Опоры:

- на магистральных ВЛ 220 - 750 кВ – должны применяться опоры необходимой высоты и прочности, обеспечивающие соответствие ВЛ требованиям ПУЭ (7 издание) по устойчивости к климатическим воздействиям, одноцепные и многоцепные стальные опоры башенного типа (на основе многогранных и решетчатых конструкций), в малонаселенной местности – стальные опоры на оттяжках;

- для анкерно-угловых опор могут применяться только стальные свободностоящие опоры. Для ВЛ до 750 кВ включительно анкерно-угловые опоры должны иметь ту же общую геометрию, что и промежуточные опоры;

- размеры и масса промежуточных опор в проекте должны быть оптимизированы для конкретных ВЛ, в том числе, и за счет более широкого применения сталей повышенной механической прочности и коррозионной стойкости;

- на стадии экономического сравнения могут использоваться конструкции опор, ранее разработанные для другой ВЛ того же класса номинального напряжения с оценочным пересчетом данных по проводам, габаритам, ветровым и весовым пролетам;

- на ВЛ 220 кВ при соответствующем обосновании - опоры на основе железобетонных центрифугированных конструкций;

- конструкция опор должна обеспечивать: возможность технического обслуживания и ремонта на ВЛ под напряжением, максимальную технологичность при установке, монтаже проводов и тросов, отсутствие, как правило, требования специального разрешения при транспортировании по автодорогам;

- стальные опоры, стальные детали железобетонных опор должны, быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях опор и конструкций с применением методов горячего или термодиффузионного цинкования, стойких лакокрасочных покрытий, а для районов с высокой степенью загрязнения атмосферы - из сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости;

- расчетные климатические нагрузки на строительную часть – опоры и фундаменты ВЛ – должны соответствовать рекомендациям МЭК и СИГРЭ

и отвечать различной обеспеченности климатических условий (0,96 и 0,98, что соответствует авариям с опорами не чаще 1 раза в 25 и 50 лет).

2.3.3 Фундаменты

Условия применения фундаментов определяются проектом с учетом требований СНиП в зависимости от результатов исследований грунтов (инженерно-геологических, гидрогеологических и других изысканий):

- сборные железобетонные (грибовидные подножки, фундаменты из железобетонных плит);
- монолитные железобетонные (заглубленные, малозаглубленные и поверхностные);
- свайные железобетонные (буриабивные, в том числе с уширением и без уширения) и металлические (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля);
- закрепление в грунте нижней части секции стальной многогранной опоры (устанавливается прямо в пробуренный котлован);
- обеспечение, как правило, промышленных методов производства работ в полевых условиях;
- обеспечение несущей способности и целостности фундаментов без нанесения дополнительных защитных покрытий в течение всего срока службы, конструкции, не разрушающей структуры грунтов в особо сложных геокриологических условиях;
- применение полимерных соединений для защиты железобетонных конструкций от коррозии;
- металлоконструкции фундаментов, находящихся непосредственно в контакте с грунтом, должны быть защищены современными коррозионностойкими материалами в соответствии с действующими нормами;
- предусмотрение для грунтов высокой степени агрессивности, устройство узлов крепления V-образных болтов оттяжек опор на поверхности.

2.3.4. Провода, грозозащитные тросы:

- сталеалюминовые провода со стальным сердечником, заполненным термостойкой смазкой;
- провода с сердечником, состоящим из высокопрочных немагнитных стальных проволок, из стальных алюминированных проволок;
- провода с проводящей частью из термостойкого или супертермостойкого алюминиевого сплава, обладающие длительно допустимой температурой нагрева 150 - 200 С°, для реконструкции коротких линий, обеспечивающих условия живучести энергосистемы в крупных энергорайонах;
- провода с улучшенными аэродинамическими характеристиками;
- самодемпфирующиеся провода для районов с повышенной ветровой нагрузкой и больших переходов;
- грозотросы из стальных оцинкованных или алюминированных проволок, грозотросы из низколегированной стали, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью;
- грозотросы со встроенным оптико-волоконным кабелем, в том числе с термостойким оптическим волокном.

2.3.5. Линейная арматура и изоляторы

Изоляторы:

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами (ПУЭ, ГОСТ Р и отраслевыми техническими требованиями), а также с учетом местных условий, в том числе карт загрязнения изоляции.

На ВЛ следует применять:

- стеклянные тарельчатые со сниженным уровнем радиопомех;
- полимерные с кремнийорганическим защитным покрытием;
- длинностержневые фарфоровые из глиноземистого фарфора высокой прочности при технико-экономическом обосновании;
- полимерные междуфазные распорки для ВЛ, подверженных гололедной пляске;
- полимерные консольные изолирующие траверсы для ВЛ 220 кВ.

Линейная арматура:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура, не требующая обслуживания, ремонта и замены в период всего расчетного срока эксплуатации ВЛ;
- прессуемая, быстромонтируемая, в т. ч. спиральная, клино-сочлененная;
- многорезонансные гасители вибрации, демпфирующие распорки;
- устройства, предотвращающие гололедообразование на проводах, грузы-ограничители закручивания проводов и устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега.

2.3.6. Линейные ограничители перенапряжений.

Применение линейных ОПН при:

- высоких удельных сопротивлений грунтов;
- отсутствии грозотросов по условию образования гололеда;
- грозозащите больших переходов.

2.3.7 Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ.

Запрещено применять:

- подвесные тарельчатые фарфоровые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы – серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой (севиленовой) композиции;
- полимерные изоляторы собранные путем последовательной (пореберной) сборкой защитной оболочки;
- гасители вибрации одночастотные типа ГВН;
- грозотрос стальной без антикоррозионного покрытия;
- технологию лакокрасочных покрытий для металлоконструкций опор, не прошедшую сертификацию;
- монтаж проводов и грозотросов без применения технологии «подтяжением»;
- арматуру типа СКТ (скоба трехлапчатая) для ВЛ, проходящих в районах с повышенной пляской проводов и вибрацией.

2.3.8. Диагностика и мониторинг:

- автоматизированные системы мониторинга грозовой активности, гололеда и пожаров в районах расположения магистральных линий электропередач и подстанций;
- аэросканирование с электромагнитной, лазерной, ультрафиолетовой и инфракрасной фиксацией дефектов;
- ультразвуковая дефектоскопия;
- сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- магнитометрия металлических конструкций.

2.3.9. Снижения влияния ВЛ на окружающую среду

- обеспечение нормированных уровней индуктированных напряжений, электромагнитных полей, акустических шумов, радиопомех;
- применение экологически чистых технологий и материалов при строительстве и эксплуатации, в т. ч. и очистке просек под ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;
- ограничение и по возможности исключение негативного воздействия на окружающую среду во время проведения строительномонтажных работ путем минимизации нарушения естественного геологического строения грунтов строительной техникой, с последующей рекультивацией земель.

2.3.10. Кабельные линии электропередачи.

Рекомендуются к применению:

- конструкции с изоляцией из «сшитого» полиэтилена (СПЭ), особенно в населенной местности и сложных условиях прокладки;
- универсальные кабели для воздушно-подземной и подводной прокладки без использования переходной кабельной арматуры, либо с арматурой на основе термоусаживаемых элементов.

2.4. Оперативно - технологическое управление

ОАО «ФСК ЕЭС», как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС), и его филиалы, предприятия электрических сетей, управляемые Бизнес-единицей «Сети» ОАО «РАО ЕЭС России» отвечают за технологическую основу функционирования электроэнергетики включающую ЕНЭС и территориальные распределительные сети.

Задачей ОАО «ФСК ЕЭС» в области оперативно-диспетчерского управления является оперативно-технологическое управление, которое заключается в обеспечении единства технологического управления ЕНЭС, включая систему управления магистральными линиями электропередачи, объединяющих большинство регионов страны.

Система оперативно-технологического управления ЕНЭС должна быть *оптимальной* по структуре и не содержать в себе излишних и дублирующих звеньев, *эффективной* при планировании и оперативном управлении сетевым комплексом.

Решение этой задачи требует совместных усилий ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - организацией, которая является верхним уровнем системы оперативно-диспетчерского управления. При этом задачи оперативно-технологического управления ОАО «ФСК ЕЭС» ориентированы на исполнение договоров по поставке электроэнергии субъектам рынка электроэнергии при соблюдении параметров качества электроэнергии, выполнении критериев надежности работы ЕЭС России и минимизации потерь по транзиту электроэнергии через ЕНЭС. Задачами оперативно-диспетчерского управления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» являются: создание условий для эффективного функционирования рынка электроэнергии (мощности) и обеспечение централизованного оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России.

Принципы оперативно-технологического управления в ОАО «ФСК ЕЭС» построены на иерархии управления нижестоящего уровня вышестоящем уровнем, четком распределении оборудования по уровням оперативной подчиненности, выстроенной системе подготовки и обучения персонала.

Исходя из критерия разделения функций, выполняемых оперативно-диспетчерскими подразделениями ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в процессе оперативного управления электрическими сетями, определены следующие основные задачи оперативно-технологического управления ОАО «ФСК ЕЭС»:

- мониторинг состояния ЕНЭС, в том числе контроль состояния основного оборудования ЕНЭС, анализ оперативной обстановки на объектах ЕНЭС;
- организация оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановления режимов ЕНЭС;

- организация оперативного обслуживания подстанций, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в электрических сетях, относящихся к ЕНЭС;
- выполнение оперативно-технологическим персоналом операционных функций по производству переключений в ЕНЭС; организация работы с оперативным персоналом, проведение противоаварийной и тренажерной подготовки в оперативных подразделениях компании;
- формирование расчетной модели ЕНЭС, расчет режимов и анализ баланса электроэнергии ЕНЭС;
- разработка и внедрение мероприятий по снижению потерь.

Для построения современной системы оперативно-технологического управления техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» должна быть направлена для решения следующих вопросов:

- управление коммутационными аппаратами подстанции с использованием программно-аппаратного комплекса;
- внедрение средств блокировки от неправильных действий при производстве переключений;
- анализа произошедшего отключения с помощью средств программного обеспечения;
- использование в работе системы советчика диспетчера по схемным и режимным вопросам;
- широкое внедрение систем видео-наблюдений за оборудованием объектов;
- использование геоинформационных технологий, осуществляющих пространственно-технический мониторинг объектов с использованием современных аэрокосмических методов съемки, включая мониторинг пожарной и гидрометеорологической обстановки;
- возможность диагностики состояния оборудования со щитов оперативно-диспетчерского управления;
- создание подстанций без постоянного оперативного персонала с возможностью управления с Центров диспетчерского управления электросетевых объектов.

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» должна быть направлена на оснащение Центров оперативного и диспетчерского управления электросетевых объектов автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированными системами контроля и учета электрической энергии и мощности (АСКУЭ), средствами оперативно-диспетчерской связи. В состав АСДУ должны входить система сбора данных - оперативно-информационный комплекс (ОИК). Техническая политика развития АСДУ должна интегрироваться с внедрением АСУ ТП подстанций.

Внедрение современных средств связи должны быть на основе телекоммуникационной инфраструктуры Единой цифровой сети связи электроэнергетики – ЕЦССЭ.

2.5. Автоматизированные системы управления.

2.5.1. Цели и задачи технической политики в области АСУ.

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» в области создания автоматизированных систем управления (АСУ) направлена на повышение эффективности функционирования всего производственно-технологического комплекса ЕНЭС том числе:

- обеспечение параллельной работы субъектов оптового рынка и российской электроэнергетической системы с электроэнергетическими системами иностранных государств;
- построение и поддержание управления единой национальной (общероссийской) электрической сетью, исходя из условий обеспечения надежности и соответствующего качества электроэнергии;
- предотвращение и организация ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций при ведущей роли СО-ЦДУ в части операционных функций;
- эксплуатация электрических сетей, обеспечивающая участникам рынка надежную и бесперебойную передачу электроэнергии
- обеспечение развития и реконструкции технологической инфраструктуры рынка в интересах его участников.

Целями технической политики в области АСУ является:

- комплексная автоматизация основных бизнес-процессов: финансово-экономического, хозяйственного, оперативно-технологического и производственно-технического характера;
- участие подразделений ОАО «ФСК ЕЭС» в оперативно-диспетчерском управлении режимами функционирования ЕЭС совместно с подразделениями СО-ЦДУ ЕЭС;
- обеспечение повышения управляемости ОАО «ФСК ЕЭС» за счет централизации и систематизации всей имеющейся информации, а также предоставления оперативного доступа к ней.
- обеспечение снижения затрат за счет более рационального расходования средств (закупочная деятельность, управление техническим обслуживанием и ремонтами, управление активами и др.).

2.5.2. Базовые принципы реализации АСУ ОАО «ФСК ЕЭС».

АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» базируются на следующих основополагающих взаимосвязанных принципах:

Единая система нормативной документации, основанная на открытых международных стандартах.

Система стандартов в области автоматизации АСУ должна обеспечить на единой методической основе процесс автоматизации процессов управления магистральными и распределительными электрическими сетями. В качестве основы построения всей системы стандартов ОАО «ФСК ЕЭС» для создания АСУ должны быть приняты открытые стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК), а также методически и технически связанные с ними стандарты других международных организаций (OMG, W3C и др.).

Единая информационная модель.

Единство информационных, расчетных, пространственных моделей являются важнейшим инструментом технической политики в области автоматизации, обеспечивающих качество расчетов и анализа, а также трудоемкость интеграции различных компонентов АСУ (созданных различными производителями и работающих с различными структурами и средствами организации данных). В качестве основы для создания указанных моделей необходимо принять стандартизованную МЭК Общую Информационную Модель (СІМ) электроэнергетики.

Единая система классификации и кодирования.

Единая классификация объектов управления при функционировании распределенных систем управления позволит обеспечить однозначную консолидацию и группировку данных, единообразие различных выборок, единое понимание свойств отдельных объектов управления, что особенно важно в системах управления реального времени.

Единая платформа интеграции.

Единая платформа интеграции обеспечивает возможность обмена данными между многочисленными приложениями максимально гибким и экономичным образом. При этом отдельные подсистемы АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» остаются самостоятельными системами, обладающими возможностью независимого эффективного функционирования. Принципиальной особенностью АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» является поэтапное создание общей структуры (системной шины) обмена данными, построенной в соответствии со стандартами МЭК 61970 и 61968.

Многоплатформенность.

АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» должна обеспечивать межплатформенное решение для любой операционной платформы (Windows-платформы, Unix-платформы), поддерживать линейку промышленных СУБД (MS SQL, Oracle) и т.п. с возможностью реализации гетерогенной распределенной системы.

Безопасность информации.

Все информационные объекты в АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» должны быть защищены по многомерной матричной схеме безопасности. Матрица уровней доступа, который назначается пользователям, создается и редактируется специальными средствами администратора системы. В иерархии организации доступа должны существовать различные уровни. Система безопасности должна позволять протоколировать действия пользователей. Типы протоколируемых действий, как и типы самих объектов, подлежащих контролю, должны быть настраиваемыми. Для контроля доступа пользователей должен иметься широкий набор функций мониторинга и получения отчетов.

Единство управления.

Модуль мониторинга и управления должен обеспечивать единую точку контроля и управления всеми элементами АСУ: хранилищами, серверами, пользователями и группами пользователей независимо от их расположения.

Открытость разработок.

Компоненты АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» должны быть открытыми и предоставлять разработчикам полный комплект библиотек для создания собственных интерфейсов пользователя с помощью открытых интерфейсов прикладного программирования (API) как для клиент-серверной, так и веб-архитектуры.

Единая точка входа для пользователя.

При разработке корпоративных приложений преимущество должно отдаваться трезвенной (веб) архитектуре с возможностью интеграции АРМ пользователей на базе корпоративного портала. Портал должен служить единым веб-интерфейсом, обеспечивающим сотрудникам предприятия персонализированное представление различных корпоративных данных и бизнес-приложений и единую точку входа пользователя ко всем приложениям, разрешенным к использованию.

2.5.3. Техническая политика в области автоматизации отдельных направлений деятельности ОАО «ФСК ЕЭС».

Деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» в области автоматизации предполагает создание иерархической Корпоративной информационной системы управления (КИСУ), состоящей из крупных функциональных блоков (см. Рис.1) и отдельных функциональных подсистем. Все функциональные подсистемы КИСУ являются открытыми системами, обеспечивающими надежное и эффективное взаимодействие подсистем между собой и с внешними относительно КИСУ системами: СО-ЦДУ, НП АТС и другими субъектами и участниками ОРЭ (при необходимости).

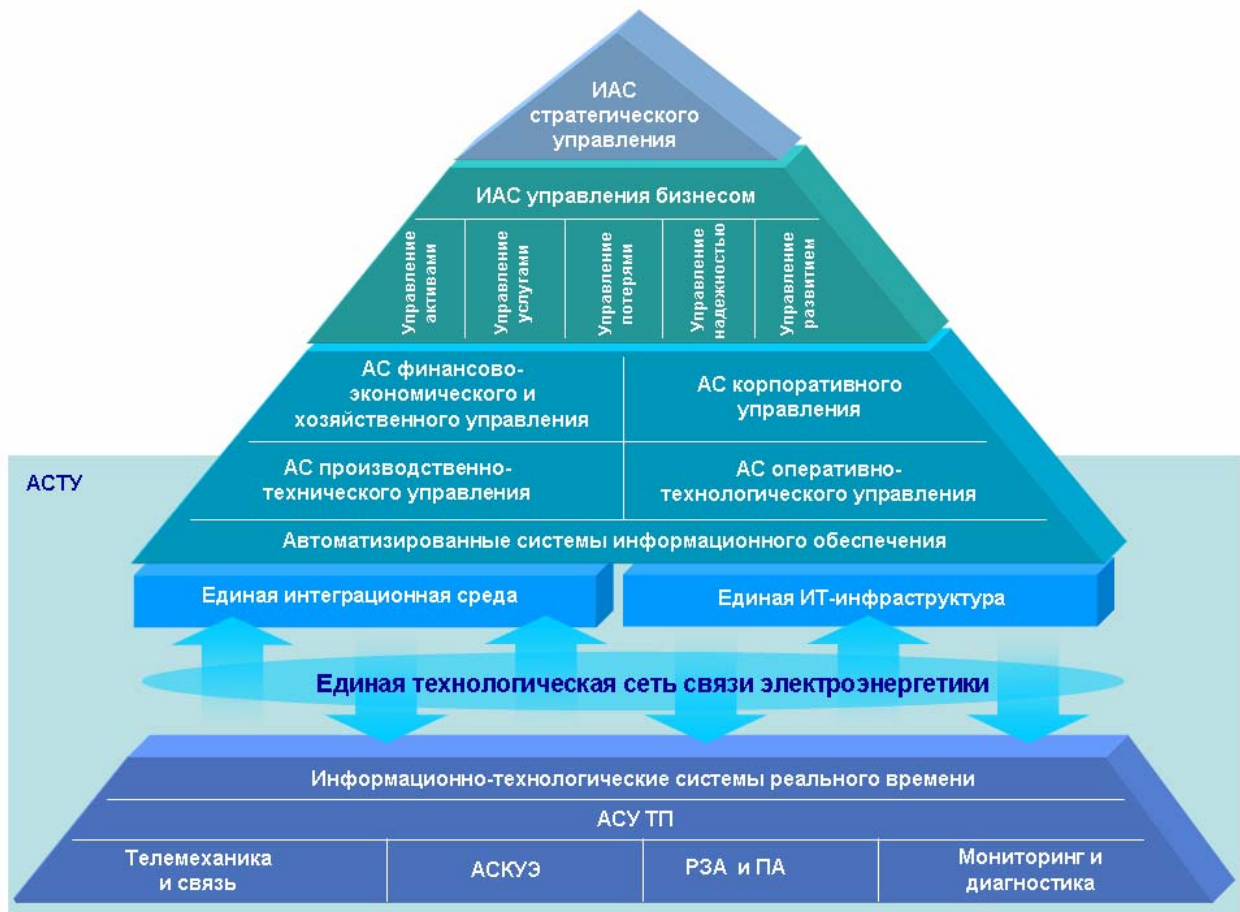


Рис.1. Функциональная структура КИСУ ОАО «ФСК ЕЭС».

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» в области автоматизации отдельных функциональных блоков предполагает реализацию следующих основных целей:

1. Блок стратегического управления:

- Предоставление полной и объективной информации для принятия управленческих решений.
- Обеспечение согласованности целей работы Общества на различных уровнях и соответствие их стратегическими целями компании.
- Получение рекомендаций по различным ситуациям посредством моделирования различных вариантов развития событий.
- Предоставление Руководству Общества комплексной оценки результатов деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» на основе качественных и количественных показателей эффективности (КПЭ – ключевых показателей эффективности) в различных разрезах.
- Оценка достижения поставленных стратегических целей компании.
- Проблемный мониторинг: отображение текущей информации по конкретной ситуации.
- Выявление закономерностей в развитии ситуаций при анализе аналогичных ситуаций.

2. Блок управления бизнесом

- Комплексное снижение затрат на осуществление ремонтно-эксплуатационной деятельности без ухудшения надежности и качества энергоснабжения.
- Кардинальное улучшение функционирования «полевых» специалистов – организационные изменения и коррекция технологических процессов в масштабе страны. Повышение продуктивности и производительности персонала за счет снижения затрат времени на поездки и улучшение информационного управления.
- Повышение эффективности эксплуатации оборудования.
- Проведение многофакторного анализа и разработка комплекса мер по снижению потерь;
- Контроль качества предоставляемых услуг на рынке.
- Оперативное отслеживание основных показателей надежности и потерь в ЕНЭС с возможностью просмотра состояния конкретного оборудования;
- Моделирование ситуаций, связанных с состоянием оборудования.
- Предоставление аналитической отчетности по управлению активами.

3. Блок финансово-экономического и хозяйственного управления

В области управления закупками и материальными потоками

- Повышение эффективности закупок продукции (товаров, работ, услуг) для нужд ОАО «ФСК ЕЭС» за счет создания централизованной базы данных о планируемых и реализуемых закупках с унифицированным доступом к информации и функциям.
- Сокращение расходов и издержек ОАО «ФСК ЕЭС» за счет автоматизации закупочных процессов.
- Сокращение времени обработки заказов на закупку.
- Оптимизация материальных потоков в Исполнительном аппарате и филиалах Общества.
- Своевременное обеспечение материалами подразделений Общества.
- Минимизация затрат на материальное обеспечение в том числе хранения оборудования и материалов за счет улучшения планирования.
- Уменьшение складских запасов.
- Уменьшение количества неликвидов.

В области планирования и бюджетирования, бухгалтерского, налогового учета и отчетности

- поддержка процессов экономического планирования и бюджетирования ОАО «ФСК ЕЭС» и обеспечения руководства компании и руководителей филиалов и подразделений своевременной, полной и достоверной управленческой информацией, необходимой для эффективного управления бизнесом с возможностью проведения комплексного анализа данных, их динамики и тенденций.
- снижение трудоемкости процессов экономического планирования и формирования бюджета ОАО «ФСК ЕЭС».
- оперативное формирование полной и достоверной учетной информации о производственно-финансовой деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» и возможность использования данных всеми уполномоченными подразделениями (филиалами) предприятия;
- обеспечить в рамках единой информационной системы регистрацию и обработку документов о движении материалов, выполнении работ, оказании услуг и ведение бухгалтерского и налогового учета в соответствии с принятыми на предприятии нормативами и законодательством РФ;
- обеспечить централизацию существующей в системе информации в виде, пригодном для детального и всестороннего анализа экономической и хозяйственной деятельности предприятия;
- обеспечить руководство предприятия современными программными инструментами для проведения такого анализа.

В области управления имуществом

- Увеличение эффективности использования имущественных комплексов.
- Контроль денежных потоков в разрезе имущественных комплексов.
- Оптимизация структуры имущества ОАО «ФСК ЕЭС».

В области управления инвестиционной деятельностью

- Обеспечение централизованного хранения полной, актуальной, достоверной, непротиворечивой информации об инвестиционных проектах.
- Обеспечение оперативности и эффективности работы по формированию и корректировке инвестиционных программ.
- Обеспечение эффективного контроля реализации инвестиционных проектов и инвестиционной программы с помощью оперативного доступа к информации о получении и использовании инвестиций, эффективности осуществляемых проектов, сравнения плановых и фактических показателей, формирования отчетности.

- Поддержка эффективного информационного обмена и взаимодействия между департаментами Исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС», филиалами и агентами.

4. Блок корпоративного управления

В области управления персоналом

- Повышение эффективности работы служб Общества, путем обеспечения актуальной информации о персонале в различных аналитических ракурсах.
- Обеспечение планирования и контроля затрат на персонал – оплату труда, мероприятия по обучению и повышению квалификации, мотивационные мероприятия.
- Снижение трудозатрат по ведению данных персонала и получению различных аналитических отчетов.

В области корпоративного и управленческого документооборота

- Повышение производительности труда сотрудников Общества за счет более четкой организации труда, ликвидации «дублирования» функций, сокращения времени поиска документов и пр.;
- Повышение «прозрачности» корпоративных бизнес-процессов за счет внедрения необходимых контрольных процедур;
- Повышение эффективности управления в целом.

5. Блок производственно-технического управления

В области управления техническим обслуживанием и ремонтами

- Разработка стратегии проведения ремонтов для разных типов оборудования с учетом риска последствий от технологических нарушений и показателей надежности.
- Повышение эффективности использования оборудования;
- Снижение издержек на организацию и планирование ремонтных работ;
- Повышение надежности работы оборудования, снижения аварийности, травматизма и количества несчастных случаев.
- Переход к плановым ремонтам по техническому состоянию.
- Плановый ремонт с учетом показателей надежности и важности оборудования.
- Моделирование показателей сети при различных стратегиях ремонтов и технического перевооружения.
- Расчет вероятности отказа и время ремонта оборудования.
- Подготовка списка ремонтных работ и предложений по инвестициям в новое оборудование.

- Определение численного значения ожидаемого недоотпуска электроэнергии из сети в связи с расчетным отказом каждого элемента оборудования.
- Формирование многолетней базы статистических данных о технологических нарушениях и повреждениях оборудования.

Получение информации о модели сети и текущих наработках оборудования.

В области диагностики и оценки технического состояния оборудования

Система диагностики должна обеспечивать решение следующих задач:

- 1) Определение технического состояния оборудования, а именно:
 - нормального, позволяющего вести дальнейшую эксплуатацию оборудования
 - работоспособного, когда допускается наличие дефектов, не влияющих на выполнение оборудованием своих функций, но требующих принятия мер по устранению дефектов
 - критического, требующего немедленного вывода оборудования из работы и принятия мер по диагностическому обследованию для выявления и устранения дефектов или принятия решения о замене оборудования
- 2) Определение остаточного эксплуатационного ресурса.

Для определения реального технического состояния оборудования основными инструментами должны служить:

На уровне подстанции:

- мониторинг под рабочим напряжением (периодический автоматический и ручной контроль);
- комплексное диагностическое обследование;

На уровне информационно-аналитических систем «верхнего» уровня:

- данные об аварийных воздействиях на оборудования в течение срока жизни;
- результаты последних испытаний и измерений, динамику их изменения;
- данные о количестве времени работы в нормальных, облегченных, утяжеленных и других режимах;
- статистические данные об аварийности, как самого диагностируемого оборудования, так и данные об аварийности оборудования этого вида;
- данные об условиях окружающей среды за различные периоды жизненного цикла оборудования.
- И прочее.

Технические и организационные принципы построения системы мониторинга и диагностики оборудования изложены в «Концепции диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий

электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС», одобренной Правлением ОАО «ФСК ЕЭС» (Л19).

Для достижения вышеуказанных целей разработана Программа повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС путем оснащения ПС комплексами мониторинга и управления технологическими процессами (Л13).

6. Блок оперативно-технологического управления

В области автоматизации диспетчерско-технологического управления

Целью технической политики в области автоматизации диспетчерско-технологического управления является:

- Обеспечение требуемых качественных показателей электроэнергии и уровня обслуживания участников рынка при решении задач передачи, преобразования и распределения электроэнергии.
- сокращение сроков ликвидации аварий и скорейшей ликвидации их последствий во взаимодействии с ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».
- Снижение уровня потерь электроэнергии в сетях ЕНЭС.
- Повышение надёжности и безопасности функционирования, улучшение эксплуатационного обслуживания основного и вспомогательного технологического оборудования.

Задачи диспетчерско-технологического управления в ОАО «ФСК ЕЭС» должны решаться в рамках многоуровневой иерархической автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ). АСДТУ, являясь подсистемой АСТУ, относится к классу систем SCADA/EMS/NMS и содержит несколько функциональных блоков, каждый из которых является ядром для реализации определенных категорий функций. АСДТУ ОАО «ФСК ЕЭС» должна обеспечить:

- комплексную автоматизацию оперативно-технологического управления, включая поддержку организации и проведение ремонтов, технического обслуживания, реконструкции, технического перевооружения и развития сетевого оборудования;
- участие подразделений ОАО «ФСК ЕЭС» в единой системе оперативно-диспетчерского управления режимами функционирования ЕНЭС (совместно с подразделениями СО-ЦДУ ЕЭС);
- получение достоверной оперативной и технологической информации, необходимой для комплексной автоматизации различных видов деятельности ФСК ЕЭС в целом, осуществляемой как с помощью АСДТУ, так и с помощью других подсистем, входящих в состав автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) ОАО «ФСК ЕЭС» (Л12).

В области технического и коммерческого учета электроэнергии

Целью технической политики в области коммерческого учета электроэнергии является решение следующих основных задач:

- определение технико-экономических показателей работы ЕНЭС;

- расчет потерь в электрических сетях;
- коммерческий расчет с контрагентами за услуги по передаче электроэнергии по сетям ЕНЭС.

Достижение указанных целей обеспечивается:

1. Созданием автоматизированной информационно-измерительной системы, отвечающей требованиям нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии и Закона РФ «О единстве измерений» - автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ФСК ЕЭС» как территориально распределенной системы с централизованным управлением.
2. Автоматизацией расчета потерь электроэнергии в электрических сетях ЕНЭС на всех уровнях технологического управления.
3. Применение передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки.
4. Повышение точности результатов измерений и формирования учетных показателей.
5. Повышение оперативности и достоверности учета в электрической сети ОАО «ФСК ЕЭС» и обеспечение необходимыми результатами измерений и значениями учетных показателей НП «АТС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в соответствии с требованиями Правил оптового рынка электроэнергии переходного периода.

7. Блок интеграции

- использование стандартных (встроенных) механизмов информационного взаимодействия технологических и корпоративных приложений (например, через очереди сообщений, веб-сервисы, специализированный технологический адаптер и т.д.);
- обеспечение интеграции всех процессов обмена данными на основе Общей Информационной Модели (СІМ) и Модели Обмена Информацией (ІЕМ) в соответствии со стандартами МЭК 61970 и 61968.
- Обеспечение управления процессами обмена информацией на основе развитых средств моделирования бизнес-процессов с возможностью функционального тестирования моделей и создания на их основе автоматизированных цепочек обработки данных (workflow).

8. *Блок информационного обеспечения*

В области хранения и представления технологических данных.

- Обеспечение унифицированного доступа к совокупному объему технологических данных по всем объектам ЕНЭС прикладным системам и пользователям КИСУ.
- сбор данных от всех подсистем технологического управления:
 - Систем автоматического управления и регулирования;
 - Автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);
 - Подсистемы мониторинга и диагностики оборудования;
 - Системы коммерческого и технического учета электроэнергии;
- агрегирование данных, ведение исторических архивов параметров процессов, математическую обработку данных;
- унифицированное представление данных клиентским приложениям конечных пользователей и обмен данными на основе Единой информационной модели (СИМ).
- Обеспечение возможности поэтапного наращивания объемов собираемых данных, вторичных функций обработки данных и масштабирования количества одновременно работающих с системой клиентских приложений и прикладных систем.

В области управление технической информацией.

- информационное обеспечение жизненного цикла различных объектов ЕНЭС.
- обеспечить стандартизированный подход к созданию, эксплуатации и модернизации объектов ЕНЭС на основе двух групп стандартов:
 - функциональные стандарты, определяющие порядок функционирования системы в соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РАО ЕЭС России» (отраслевые и промышленные стандарты электроэнергетики, стандарты МЭК и т.п.);
 - стандарты жизненного цикла, определяющие процессы проектирования (разработки), строительства, пуско-наладочных испытаний, эксплуатации и ликвидации объекта (международные (ISO/IEC 10303, 12207, 900x и др.) и российские стандарты (ГОСТ Р 34, ГОСТ Р ИСО 10303).
- обеспечение всех участников процесса создания, управления и эксплуатации объектов ЕНЭС доступом к технической информации средствами современных информационных технологий;
- обеспечение координации взаимодействия департаментов, служб и филиалов ОАО «ФСК ЕЭС», а также внешних организаций (подрядчиков, аутсорсеров) в процессе создания, развития и эксплуатации объектов электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС»;

- обеспечение контроля качества технической информации по объектам ЕНЭС и другим системам, а также контроль корректности протекания процедур управления жизненным циклом объектов ЕНЭС.

В области управления пространственно-распределенными ресурсами

- Сбор, хранение и организация доступа пользователей к информации технологического характера о пространственно-распределенных объектах ЕНЭС с использованием геоинформационных технологий.
- реализация пространственно-технического мониторинга состояния оборудования ЛЭП, мониторинга чрезвычайных ситуаций (пожары, гололедообразование, молниевые разряды, шквальные ветры), пространственного взаимодействия энергообъектов с окружающей средой и сторонними хозяйствующими субъектами.
- Создание достоверного хранилища данных, содержащего в себе полную геоинформацию об инженерной инфраструктуре ЕНЭС, сетевой топологии, ее характеристиках и объектах, участвующих в бизнес-процессах ОАО «ФСК ЕЭС».
- Повышение достоверности информации об инженерной сети путем организации системы сбора, передачи, хранения и обработки геоинформационных данных об энергообъектах и оборудовании сетей
- Предоставление геоинформационных данных, необходимых для разработки мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций и организации ликвидации их последствий
- Унификация доступа и увеличение оперативности доступа к информации об инженерной инфраструктуре и ее характеристиках во всех подразделениях компании
- Поддержка и обеспечение доступ к следующим базам данных:
 - базы данных съемок с космических и авиационных платформ, включая традиционные и специальные виды съемок такие как лазерное сканирование, ультразвуковое и магнитометрическое зондирование объектов;
 - масштабный ряд единой топографической основы;
 - базы графических данных типа 3D объектов энергетики;
 - базы объектно-ориентированных семантических данных;
 - базы данных мониторинга окружающей среды.

9. Блок ИТ-инфраструктуры

В области информационно-вычислительной инфраструктуры

Техническая политика в области информационно-вычислительной инфраструктуры (ИВИ) ориентирована на объекты автоматизации ЕНЭС, включая:

- структурированные кабельные сети (СКС), выделенные электрические распределительные сети (ВЭРС), источники бесперебойного питания (ИБП), системы кондиционирования и пожаротушения коммутационных и серверных помещений;
- локальные вычислительные сети (ЛВС), системы беспроводного и удаленного доступа, виртуальные частные сети (VPN);
- вычислительные платформы, включая системы хранения данных, серверное оборудование, системное программное обеспечение (ПО);
- инфраструктура сетевых и системных служб (ИССС);
- средства обеспечения безопасности информации;
- средства управления, мониторинга и диагностики, указанных выше средств;

Целью технической политики в области ИВИ является создание надежной и эффективной среды информационного обеспечения ОАО «ФСК ЕЭС». Для достижения указанной цели, должны быть решены следующие задачи:

- повышение эффективности использования программных и аппаратных средств;
- унификация применяемых технических решений;
- применяемые решения должны строиться на открытой, масштабируемой архитектуре, с учетом общепризнанных мировых стандартов;
- создание и корректировка текущих норм построения и эксплуатации ИВИ, с учетом современных технологий;
- создание и поддержка модели информационной безопасности ИВИ;
- создание единого комплекса диагностики и мониторинга состояния элементов ИВИ.

Основные направления в решении задач технической политики в области ИВИ:

- архитектура аппаратных средств должна базироваться на принципах открытых систем и распределенных компьютерных систем с высокой степенью резервирования;
- целесообразно использовать однотипное ПО и промышленные СУБД (одного производителя) или широко распространенные связки, например MS Windows Server + MS SQL, Sun Solaris + Oracle.

- при эксплуатации системного и прикладного ПО необходимо использовать аудит, системы автоматического обновления и контроля целостности.
- все используемое ПО (системное, прикладное, СУБД) должно поддерживать функции безостановочного резервного копирования и удаленного администрирования.
- в качестве основной технологии компьютерных сетей используется Ethernet, протокол IP, на уровне ядра сети обязательно применение резервирования;
- структурированная кабельная система должна строиться в соответствии с требованиями стандарта ISO/IEC 11801:2002 на соответствие категории 5е слаботочных кабельных систем здания;
- ВЭРС должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 50571 (МЭК-364) "Электроустановки зданий. Основные положения. Требования по обеспечению безопасности";
- ИБП должны включать модули удаленного мониторинга и диагностики, в аварийной ситуации поддерживать работу ядра системы не менее 40 мин.;
- разработанные решения должны легко масштабироваться на любой уровень ИВИ;
- соблюдение принципов иерархического построения сети в едином адресном пространстве ЕЦССЭ;
- категоризация задач на уровне системного ПО, с последующей изоляцией важных и консолидацией второстепенных, возможно применение систем виртуальных машин;
- при технической возможности, на каждом активном сетевом элементе должна быть установлена система единого времени, в качестве эталона рекомендуется использовать российские источники точного времени;
- при создании интерфейсов взаимодействия с конечными пользователями для оборудования управления и мониторинга, рекомендуется отдавать предпочтение Web-технологиям;
- на все закупаемое оборудование и ПО должен присутствовать полный комплект лицензий, необходимый для эксплуатации, гарантийные обязательства и предусмотрено послегарантийное обслуживание;
- используемое для построения ИВИ сетевое оборудование и ПО, осуществляющие функции защиты информации (межсетевые экраны), должны иметь соответствующие сертификаты Федеральная Служба по техническому и экспортному контролю.

В области обеспечения информационной безопасности

- Конфиденциальность и аутентичность информации, циркулирующей в КИСУ или наиболее ее важной части.

- Целостность и достоверность информации.
- Доступность (своевременный доступ пользователей к необходимой им информации и ресурсам системы). Отказоустойчивость и работоспособность компонентов системы в любой момент времени.
- Разграничение ответственности за нарушение установленных правил.
- Оперативный контроль процессов управления, обработки и обмена информацией (системы сканирования, мониторинга, обнаружения и регистрации аномального режима работы системы).

В области мониторинга и управления ИТ-инфраструктурой

Основная задача в области мониторинга и управления ИТ-инфраструктурой – это обеспечение надежной, рациональной эксплуатации и непрерывного развития ИТ-инфраструктуры в соответствии с растущими бизнес-потребностями Компании. Основными направлениями в решении задач мониторинга и управления ИТ-инфраструктурой являются:

- применяемые решения должны строиться на открытой, масштабируемой и резервируемой архитектуре, с учетом общепризнанных мировых стандартов;
- создание единых центров мониторинга и управления ИТ-инфраструктурой по двухуровневой схеме – консолидированный на верхнем уровне (МЭС, ИА ОАО «ФСК ЕЭС») и локальные на уровне объектов;
- перечень функций реализуемых в центрах мониторинга ИТ-инфраструктуры:
 - функции сбора сведений и регистрации событий о работе компьютерного и телекоммуникационного оборудования;
 - функции мониторинга работоспособности – идентификацию и инвентаризацию компонент инфраструктуры, анализ сбоев и производительности систем, отображение состояния системы и оповещение о авариях;
 - функции формирования отчетов о работе системы;
 - функции отображения графической информации администратору системы;
 - функции оповещения администратора системы о необходимости вмешательств;
 - функции анализа способности системы выполнять бизнес-функции.
- перечень функций реализуемых в центрах управления ИТ-инфраструктурой:
 - функции учёта оказываемых услуг;
 - функции резервного копирования и восстановления данных;
 - функции централизованного выполнения операций по заданному расписанию;
 - функции распространения программного обеспечения;
 - функции удаленного управления персональными компьютерами;

В области управления ИТ-услугами

- поддержка реструктуризации подразделений ИТ в сервисные службы – служба поддержки пользователей, служба сетевого и системного администрирования и т.д. – на основе современных стандартов (в частности в соответствии с методологией ITIL);
- использование в работе сервисных служб промышленных, адаптированных под конкретные нужды инструментариев класса «Service Desk», интегрированных с системами мониторинга и управления оборудованием;
- использование в работе сервисных служб соглашения об уровне обслуживания (SLA), а также четких регламентов и схем взаимодействия различных подразделений.
-

2.6. Единая технологическая сеть связи электроэнергетики.

Решением Правления ОАО «РАО ЕЭС России» № 649 от 16.09.02 г. ОАО «ФСК ЕЭС» поручено создание телекоммуникационной инфраструктуры электроэнергетики, как для обеспечения технологических потребностей, так и для поддержки функционирования рынка электроэнергии, включая АИИС КУЭ.

Для телекоммуникаций электроэнергетики России на период до 2015 года имеют место следующие тенденции развития:

- Приближение пропорций развития телекоммуникаций электроэнергетики России к пропорциям развития мировых телекоммуникаций электроэнергетики.
- Опережающие темпы развития телекоммуникационных сетей.
- Увеличение роли волоконно-оптических и беспроводных сетей связи.

В целях обеспечения функционирования и развития Единой энергетической системы РФ в условиях рынка электроэнергии, осуществления централизованного технологического управления электрическими сетями необходимо создание современной телекоммуникационной инфраструктуры, базирующейся на внедрение новых прогрессивных видов техники и технологий. Основой такой телекоммуникационной инфраструктуры должна стать Единая технологическая сеть связи электроэнергетики - ЕТССЭ (Л10) с единым центром контроля и управления.

В соответствии с законом «О связи» ЕТССЭ является технологической сетью связи предназначенной для обеспечения производственной деятельности организаций, управления технологическими процессами в производстве.

В составе ЕТССЭ предусматриваются две составляющих:

- Технологическая - предназначена для обеспечения управления технологическими процессами в производстве и передаче электроэнергии.
- Корпоративная - предназначена для обеспечения производственной (финансовой, коммерческой и административно-хозяйственной) деятельности электроэнергетики.

Основные задачи, в решении которых ЕТССЭ играет важную роль:

- повышение управляемости отрасли за счет обеспечения руководителей всех рангов оперативной и достоверной информацией о технологических, экономических и организационных проблемах на объектах отрасли и оперативном доведении принятых решений и поставленных задач до каждого предприятия отрасли или должностного лица;
- повышение живучести и надежности функционирования сети, в целях управления нормальными и аварийными режимами;

- возможность интеграции всех существующих структур связи электроэнергетического комплекса с учетом особенностей функционирования каждой составляющей в единое инфокоммуникационное пространство;
- обеспечение транспортно-информационной платформы рынка электроэнергии;
- повышение эффективности производства и потребления энергии на основе непрерывного учета;
- обеспечение мониторинга с целью прогнозирования чрезвычайных ситуаций в электроэнергетике;
- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;
- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;
- передача всех видов информации по единой транспортной среде;
- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи и создания новых информационных услуг;
- возможность интеграции с отраслями ТЭК, а также с ведомствами заинтересованными в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики.

Принципы создания и развития ЕТССЭ.

ЕТССЭ должна создаваться и развиваться, исходя из следующих основных принципов:

- цифровизация сети и внедрение оборудования перспективных технологий;
- широкополосность — возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в широком диапазоне в зависимости от текущих потребностей;
- масштабируемости сети – возможность расширения сети; без изменения основополагающих технических принципов ее построения;
- инвариантность доступа — возможность организации доступа к службам ЕТССЭ независимо от используемой технологии;
- организация полного набора традиционных служб связи и новых информационных служб с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- мультисервисность - независимость технологических и корпоративных служб обеспечения связи от транспортных технологий;
- интеллектуальность - возможность управления службой, вызовом и соединением со стороны пользователя и возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность использования создаваемой сети;

- учет создаваемой сетью потребностей в каналах и трактах связи других взаимодействующих сетей электросвязи и потребностей спецпотребителей в случаях чрезвычайных ситуаций;
- учет прогнозов потенциальных потребностей электроэнергетики в телекоммуникационных и информационных службах на перспективу до 2015 года.

Структура и состав сетей ЕТССЭ.

В состав ЕТССЭ входят существующие и строящиеся линии и сети связи, включая средства предоставления услуг и управления.

В иерархической структуре ЕТССЭ выделяются:

- 1) магистральная сеть (транспортная);
- 2) распределительная сеть (доступа);
- 3) объектовая сеть.

С целью улучшения наблюдаемости ЕНЭС, и, как следствие, повышения уровня оперативно-диспетчерского управления стратегический приоритет должен быть отдан цифровизации распределительных сетей (доступа) на уровне «объект – сетевое предприятие – диспетчерский центр управления».

По решаемым задачам сети ЕТССЭ делятся на следующие составляющие:

- 1) Первичная (транспортная и распределительная) сеть связи, представляющая собой совокупность сетей и линий связи, обеспечивающих транспорт для различных видов информации и включающей в себя все существующие и строящиеся сети и линии связи:
 - Единая цифровая сеть связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) на основе арендованных ресурсов (каналов)
 - Проводные сети и линии связи:
 - кабельные линии связи (КЛС);
 - волоконно-оптическая сеть и линии связи (ВОЛС);
 - высокочастотная сеть связи по ВЛ (ВЧ-ВЛ).
 - Сети и каналы беспроводной радиосвязи (в том числе подвижной):
 - радиорелейные каналы связи;
 - спутниковые каналы связи;
 - сети УКВ и КВ радиосвязи - транкинговая, традиционная.
 - 2) Вторичные сети, представляющие собой совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию и распределение информации определенного вида, и включающие:
 - телефонную сеть;
 - сеть конференцсвязи (аудио и видео);
 - сеть передачи данных.

ЕЦССЭ.

Единая цифровая сеть связи электроэнергетики должна стать универсальной структурированной сетью связи и обеспечить взаимодействие всех структур электроэнергетики на всех уровнях иерархии управления с гарантированным качеством обмена всеми видами информации (звук, видео, данные).

В настоящее время: Основная цифровая магистральная сеть, обеспечивающая соединение узлов связи (УС), на основе арендованных цифровых каналов связи.

В перспективе: Основная магистральная сеть, построенная на базе волоконно-оптических линий связи, резервная – арендованная.

Сети и линии связи КЛС и РРЛ.

В настоящее время:

Основные широкополосные аналоговые линии связи электроэнергетики обеспечивают взаимодействие технологических систем объектов электроэнергетики.

В перспективе:

- Постепенный вывод КЛС из эксплуатации с заменой на ВОЛС. В обоснованных случаях – цифровизация существующих КЛС.
- Применение Цифровых РРЛ при необходимости резервирования и быстрого развертывания сетей связи.

Сеть ВОЛС.

Основное направление развития ЕТССЭ - создание волоконно-оптической сети связи по ЛЭП (сеть ВОЛС). Сеть ВОЛС позволит объединить все объекты электроэнергетики в единое информационное пространство и обеспечит возможность информационного взаимодействия не только систем диспетчерского и технологического управления, но и систем (РЗА, ПА), критичных ко времени распространения и обработки сигналов.

Преимущества: передача информации на значительные расстояния, высокая пропускная способность и скорость передачи, неподверженность внешним электромагнитным воздействиям.

Планируется создание магистральной кольцевой и распределительной сети на базе ВОЛС, топологически совпадающей с электрической сетью с максимально возможным охватом объектов электроэнергетики.

В далекой перспективе: сеть ВОЛС должна пройти по всем ЛЭП.

Сети ВЧ связи.

В настоящее время:

Основная технологическая сеть электроэнергетики, обеспечивает функционирование электроэнергетики в нормальных и аварийных режимах.

В перспективе:

Технологическая сеть диспетчерской связи, РЗ и ПА с дублированием по ВОЛС

Модернизация систем ВЧ осуществляется в рамках реконструкции, технического перевооружения и нового строительства электросетевых объектов, при этом предусматривается:

- Повышение функциональности, надежности и качества ВЧ связи на базе ее цифровизации.
- Рациональное использование частотного ресурса.
- Создание единой БД частотного ресурса.
- Применение ВЧ аппаратуры комплексного использования для передачи речи, данных, сигналов-команд.

Сеть подвижной радиосвязи.

В настоящее время:

Цифровая сеть подвижной профессиональной радиосвязи для обеспечения связью эксплуатационных служб, аварийно-восстановительных бригад ОЭС Средняя Волга.

В перспективе:

- Сеть сбора информации с удаленных и изолированных энергообъектов.
- Сеть связи эксплуатационных служб и аварийно-восстановительных бригад.
- Резервирование каналов оперативно-диспетчерского управления
- Обеспечение радио и, или спутниковой связью линейных бригад на основе схем уверенного приема.

Сеть телефонной связи.

Важнейшей функцией телефонной сети электроэнергетики является обеспечение надежного речевого взаимодействия служб диспетчерского управления и административного управления электроэнергетики.

Телефонная связь организуется на базе телефонной сети связи электроэнергетики, построенной по радиально-узловому принципу и должна иметь взаимодействие с технологической сетью Системного оператора.

На сети отрасли задействованы УПАТС различного типа: электромеханические, квазиэлектронные и электронные.

Основным направлением модернизации телефонной сети связи является создание опорной коммутационной сети электроэнергетики и внедрение цифровых УПАТС на объектах электроэнергетики. Современная цифровая техника предполагает использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь диспетчеров, дополнительные услуги, средства эффективного использования полосы пропускания канала связи, такие как, голосовая компрессия.

Основной задачей телефонной сети связи является обеспечение абонентов всех объектов электроэнергетики бесперебойной связью, включая:

- предоставление широкого спектра базовых и дополнительных услуг

с гарантированным качеством;

- межсетевое взаимодействие пользовательских сетей, принадлежащих различным субъектам электроэнергетики;
- предоставление местной, междугородной и международной связи абонентам пользовательских сетей;
- осуществление централизованного мониторинга и управления установленными в сети УПАТС;
- предоставление возможностей для организации телефонной связи организациям и физическим лицам в регионах России.

Телефонная сеть связи должна строиться с учетом логической структуры ЕТССЭ на базе узлов связи различных уровней иерархии:

Главными целями развития телефонной сети связи являются:

- повышение уровня телефонизации сети электроэнергетики, включая обеспечение пользователей качественной и высокотехнологичной связью, с предоставлением новых инфокоммуникационных услуг связи;
- повышение качества работы действующей на сети связи электроэнергетики системы телефонной связи.

Стратегия развития телефонной сети предусматривает:

- внедрение на всех уровнях существующей сети новых программно-управляемых цифровых телефонных станций в координации с планами по цифровизации первичных сетей;
- замену аналоговых станций на всех уровнях сети на цифровые с условием включения в них преимущественно цифровых каналов и линий связи;
- постепенный переход от аналого-цифровой сети к полностью цифровой сети;
- внедрение технологии пакетной коммутации Voice over IP с нормированным сжатием;
- введение в эксплуатацию на узлах связи ЕТССЭ коммутационного оборудования, обеспечивающего использование радиодоступа на абонентских линиях;
- внедрение новых принципов управления и систем технического обслуживания сети (создание центров техобслуживания, центров управления сетью и т.д.);
- повышение устойчивости и надежности всех элементов сети и, в первую очередь, узлов коммутации;
- развитие научной базы проектирования новых узлов сети (разработка методов автоматизированного планирования сети) и создание баз сетевых данных;
- разработку методов и принципов оптимизации цифровых сетей с учетом введения новых методов управления сетью, несовпадения ЧНН в разных часовых поясах.

Система управления ЕТССЭ.

Система управления ЕТССЭ должна формироваться на базе центров управления трех уровней:

- главный центр управления (ГЦУ);
- окружной центр управления (ОЦУ);
- региональный центр управления (РЦУ).

Архитектура СУ ЕТССЭ и СУ сетями связи, входящими в состав ЕТССЭ, предполагает наличие следующих уровней управления:

- уровень управления элементами сети;
- уровень управления сетью;
- уровень управления услугами;
- уровень управления бизнесом.

На различных уровнях управления СУ ЕТССЭ реализует следующие группы функций управления:

- управление устранением неисправностей;
- управление конфигурацией;
- управление качеством передачи;
- управление безопасностью (защитой информации);
- управление расчетами (реализуется, в основном, на уровне управления бизнесом).

Центры управления размещаются на территориях и производственных площадях ОАО «ФСК ЕЭС».

Для безотказной работы СУ ЕТССЭ должно быть предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонент: баз данных, серверов, каналов управления.

Техническая структура СУ ЕТССЭ должна формироваться на основе:

- комплекса аппаратного обеспечения, в состав которого могут входить серверы, рабочие станции, локальные терминалы оператора (ЛТО), X-терминалы, оборудование передачи данных (концентраторы, мосты, маршрутизаторы, шлюзы и т.д.);
- комплекса программного обеспечения, в состав которого могут входить базовая операционная система (ОС); система управления, формирования и ведения БД, 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 СУ ЕТССЭ должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

Система тактовой сетевой синхронизации (ТСС).

Система тактовой сетевой синхронизации (ТСС) принципиально необходима для управления потоками информации и обеспечение их устойчивости.

Отсутствие синхронизации вследствие отсутствия системы ТСС или при потере синхронизации в случае аварии будет являться причиной искажения информации (проскальзываний). Частота проскальзываний является нормируемым параметром.

За общее время работы не менее одного года, допускается следующее количество проскальзываний в цифровом канале связи:

- не более 5 за 24 часа в течение 98,9% времени работы;
- более 5 за 24 часа, но менее 30 за час в течение 1% времени работы;
- более 30 за час в течение 0,1% времени работы.

Для обеспечения требований по проскальзываниям необходимо:

- сформировать опорные сигналы синхронизации, стабильность и точность которых, соответствовала используемым устройства синхронизации по классификации: первичный эталонный источник (ПЭИ), первичный эталонный генератор (ПЭГ), вторичный задающий генератор (ВЗГ), генератор сетевого элемента (ГСЭ), МЗГ – местный задающий генератор (МЗГ);
- обеспечить передачу опорных сигналов к узлам сети по реальным каналам синхронизации так, чтобы потери точности и стабильности в месте приема находились в допустимых пределах.

Система ТСС ЕТССЭ должна быть ориентирована на одновременное использование на цифровых сетях аппаратуры и оборудования транспортных систем синхронной цифровой иерархии (SDH), плездохронной цифровой иерархии (PDH) и пакетных технологий.

В качестве источника сигналов синхронизации для ЕТССЭ должна создаваться собственная сеть синхронизации, а на период ее создания использовать сигналы от базовой сети ТСС ОАО «Ростелеком» или сетей ТСС альтернативных операторов сети.

Структуры развития и эксплуатации ЕТССЭ.

ЕТССЭ представляет собой сложный специализированный технологический комплекс, создание и развитие которого требует наличия соответствующих структурных подразделений на всех уровнях иерархической структуры ОАО «ФСК ЕЭС», а эксплуатация требует наличия соответствующих структурных подразделений на всех уровнях иерархической структуры ЕТССЭ.

Кроме того, обеспечение эффективной и надежной работы ЕТССЭ предполагается обеспечить:

- единой иерархической структуры технологического и административного управления,
- целевого финансирования,

- высокой квалификации обслуживающего персонала,
- необходимой технической оснащенности эксплуатационных структур (транспорт, приборы, материалы).

Внутриобъектовый комплекс связи.

Внутриобъектовый комплекс связи предназначен для взаимодействия штатного персонала объекта, в том числе предоставления ему выхода на абонентов сети общего пользования РФ, обеспечения взаимодействия персонала объекта с персоналом центров управления и ремонтно-эксплуатационного обслуживания, а также для обмена информацией автоматических и автоматизированных систем управления в нормальных и аварийных режимах работы энергосистем.

На сегодня состояние оборудования внутриобъектового комплекса связи на подстанциях, является аналоговым, физический износ составляет более 80 %.

Развитие внутриобъектового комплекса связи направлено на повышение качества и надежности его функционирования, полную цифровизацию, структурное оформление, внедрение перспективных технологий, расширение объема телекоммуникационных услуг (речь, видео, данные), обеспечение возможности передачи возрастающего объема информации на другие объекты электроэнергетики.

Перспективный внутриобъектовый комплекс связи будет иметь в своем составе; современное оборудование внешней связи (ВОЛС, беспроводной связи, ВЧ связи); системы внутренней связи (видео, компьютерной, телефонной, радиодоступа и громкоговорящей связи). При этом будет обеспечена возможность связи (речь, видео, данные) с абонентами сети общего пользования РФ и через Единую технологическую сеть связи электроэнергетики с объектами электроэнергетики.

В связи с возрастающей ролью систем связи в современной электроэнергетике и ее непосредственное влияние на надежность и качество всех технологических систем объекта, предусматриваются повышенные требования к инфраструктуре и конструктивному исполнению внутриобъектового комплекса связи, в части микроклимата помещения, нормированному размещению оборудования связи, структурированной кабельной сети, заземлению, независимой системе электропитания, возможности дистанционного управления и функционирования с минимальным участием эксплуатационного персонала.

2.7. Эксплуатации электрических сетей.

Оперативное обслуживание:

- мониторинг состояния ЕНЭС, включающий в себя контроль состояния основного оборудования ЕНЭС, анализ оперативной обстановки на объектах ЕНЭС;
- организация оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановления режимов ЕНЭС;
- организация оперативного обслуживания подстанций, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в электрических сетях, относящихся к ЕНЭС;
- выполнение оперативно-диспетчерским персоналом операционных функций по производству переключений в ЕНЭС;

Планирование и организация:

- планирование ремонтов на основе оценки технического состояния с внедрением надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния оборудования электрических сетей с использованием дистанционного контроля и испытаний, в том числе, без вывода оборудования из работы;
- проведение обследования оборудования ПС и ВЛ для продления срока эксплуатации;
- разработка предложений по модернизации, замене оборудования, совершенствованию проектных решений;
- оптимизация финансирования работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонтам;
- снижение издержек и потерь;
- совершенствование организационных структур управления и обслуживания;
- организация профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации в соответствии с стандартом СО-ПП-1-2005;
- анализ параметров и показателей технического состояния оборудования, зданий и сооружений до и после ремонта по результатам диагностики;
- оптимизация аварийного резерва оборудования и элементов ВЛ;
- решение технических проблем при эксплуатации и строительстве оформляется в виде информационных писем, оперативных указаний, циркуляров, технических решений со статусом обязательности исполнения, приказов, распоряжений, решений совещаний и других управленческих решений.

2.8. Техническое обслуживание и ремонт.

Организационные направления:

- функциональное выделение и обособление персонала, выполняющего работы по ремонтам и техническому обслуживанию;
- организационно-финансовое обособление ремонтных подразделений предприятий электрических сетей;
- поэтапное создание или развитие действующих сервисных ремонтных организаций;
- внедрение конкурентных рыночных отношений в сфере ремонта электрических сетей;
- совершенствование системы контроля качества.

Комплексы работ, направленные на обеспечение надежности электрических сетей:

- переход к ремонтам на основе оценки технического состояния, внедрение методов и средств диагностики оборудования, в том числе без вывода из работы;
- внедрение специализации ремонтных работ;
- применение новых технологий ремонта оборудования ПС, ВЛ и новых материалов, обеспечивающих высокое качество и снижение затрат;
- механизация выполнения работ на линиях электропередачи и подстанциях, в первую очередь наиболее трудоемких видов работ;
- увеличение объемов ремонта воздушных линий электропередачи под напряжением (без отключения);
- разработка и совершенствование нормативно-технической и эксплуатационной документации, технологических карт на выполнение ТОиР;

2.9. Перспективные технологии.

Управляемые (гибкие) линии электропередачи.

Гибкие системы передачи переменного тока (FACTS) позволяют осуществить не только регулирование значения напряжения (управляемые шунтирующие реакторы - УШР, статические тиристорные компенсаторы СТК), но и реализовать новое качество регулирования в сетях – векторное, когда по заданным законам регулируются не только величина, но и фаза вектора напряжения в заданной точке энергосистемы. Благодаря такой технологии удастся повысить пропускную способность линий электропередачи вплоть до ограничения по нагреву проводов, обеспечить высокую степень устойчивости, принудительное (в соответствии с требованиями диспетчера) потокораспределение в сложной электрической сети, содержащей линии электропередачи различного класса напряжений.

Последние, более совершенные устройства FACTS (например, СТАТКОМ) основаны на использовании мощных преобразовательных блоков на полностью управляемых полупроводниковых приборах. Это наиболее многофункциональные устройства, которые могут обеспечивать как поддержание напряжения в узле включения, так и компенсацию продольных и поперечных параметров примыкающих линий электропередачи.

Экономическая и технологическая целесообразность применения указанных устройств на конкретных объектах должна обосновываться технико-экономическими расчетами.

Оборудование на основе «высокотемпературной» сверхпроводимости (ВТСП) в электроэнергетике.

В качестве альтернативы современным техническим решениям в долгосрочной перспективе могут рассматриваться как база для построения принципиально новых систем передачи и преобразования электроэнергии, следующие виды сверхпроводникового электротехнического оборудования на основе явления ВТСП:

- сверхпроводниковые токоограничители (СОТ), способствующие снижению требований к электрооборудованию по отключающей способности, снятию ограничений по параллельной работе участков энергосистем из-за несоответствия эксплуатируемых аппаратов возросшим токам КЗ;
- силовые кабели;
- трансформаторы.

Создание полностью автоматизированных подстанций без обслуживающего персонала.

Для исключения зависимости безаварийной работы сетевой компании от квалификации, тренированности и концентрации внимания оперативного и релейного персонала целесообразно распространение имеющей место длительное время автоматизации технологических процессов: релейная защита, технологическая автоматика (АПВ, АВР, РПН, АОТ и др.), противоаварийная автоматика на производство оперативных переключений. Для этого, прежде всего, требуется значительно повысить наблюдаемость технических параметров, обеспечить контроль, достоверизацию положения, эффективную оперативную блокировку коммутационных аппаратов, автоматизацию управляющих воздействий. Применяемое силовое оборудование должно быть адаптировано к новейшим системам управления, защиты и мониторинга.

При внедрении микропроцессорных устройств, предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе автоматизированных систем. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов. В связи с этим на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» в централизованном порядке должны быть исключены возможности применения микропроцессорных устройств с закрытыми протоколами обмена, устройств, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

Выполнение вышеуказанных условий должно обеспечить широкое внедрение в электрических сетях полностью автоматизированных подстанций.

Внедрение оптико-электронных измерительных трансформаторов тока и напряжения.

В качестве альтернативы традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения могут применяться оптические измерительные преобразователи позволяющие измерять токи в широком диапазоне (от 0,1 до 150 % от номинального) с погрешностью не хуже 0,2% и угловой погрешностью менее в 2 раза меньшей, чем у традиционных измерительных трансформаторов. Оптико-электронные трансформаторы имеют меньшие массогабаритные характеристики, обладают более высокими изоляционными свойствами и требуют меньших трудозатрат при монтаже и обслуживании.

Линии электропередачи:

- применение высоколегированной конструкционной стали для изготовления опор;
- многоцепные стальные опоры;
- компактные воздушные линии, повышенной пропускной способности;
- высокотемпературные (до 200 град.) сталеалюминовые провода;
- полимерные с кремнийорганическим защитным покрытием и длинностержневые фарфоровые из глиноземистого фарфора изоляторы высокой прочности;
- быстромонтируемая, в т. ч. спиральная, клиновья арматура;
- многорезонансные гасители вибрации, демпфирующие распорки;
- устройства, предотвращающие гололедообразование на проводах, грузы-ограничители закручивания проводов.

Диагностика и мониторинг оборудования

Применение новых методов диагностики и мониторинга оборудования, в том числе на основе принципов нечеткой логики и гибкой системы выводов.

2.10. Защита интеллектуальной собственности.

Научно-техническая информация, как результат научно-технической деятельности, способствующая наилучшей реализации принципиальных новшеств, является коммерческой тайной ОАО «ФСК ЕЭС» и охраняется в режиме конфиденциальности, в том числе:

- принципиальные конструкторские и технологические новшества, защита которых осуществляется путем патентования с получением документов исключительного права на имя ОАО «ФСК ЕЭС»;
- коммерчески значимые программы для ЭВМ и базы данных, защита которых осуществляется путем официальной регистрации с выдачей свидетельств РФ на имя ОАО «ФСК ЕЭС»;
- результаты, не имеющие патентной чистоты, но содержащие сведения, составляющие коммерческую тайну ОАО «ФСК ЕЭС».

3. Реализация технической политики в ЕНЭС.

Основные механизмы реализации:

- конкретные проекты нового строительства, реконструкции и технического перевооружения, применение в которых новых технических решений, оборудования и технологий должно регламентироваться на основе требований Положения;
- комплексные целевые программы внедрения новой более совершенной техники;
- научно-технические услуги и нормативно-техническое обеспечение.

3.1. Новое строительство и обновление электрических сетей.

3.1.1 Сводная Программа развития электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» на десятилетний период.

Сводная программа объединяет следующие целевые программы:

- Программа нового строительства электрических сетей;
- Программа технического перевооружения и реконструкции электрических сетей;
- Программа создания развития и модернизации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- Программа создания корпоративной информационной системы (КИСУ);
- Программа создания автоматизированной системы технологического управления (АСТУ);
- Программа создания единой технологической сети связи электроэнергии (ЕТССЭ);
- Программа создания автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций (АСУ ТП).

Главным принципом разработки Сводной программы является реализация и своевременная корректировка Стратегии развития ЕНЭС на десятилетний период (Л1).

Основные характеристики Программы нового строительства электрических сетей.

Электрические сети, действующие в настоящее время на территории Российской Федерации, в основном обеспечивают условия для поставки и получения мощности и электроэнергии субъектам оптового рынка.

Вместе с тем, в электрических сетях возникают «узкие» места, связанные с недостаточной пропускной способностью связей отсутствием необходимого объема компенсирующих устройств, несоответствием отключающей способности выключателей уровню токов короткого

замыкания, перегрузкой и старением оборудования. Указанные обстоятельства снижают техническую и экономическую эффективность функционирования ЕЭС России и приводят к:

- ограничениям передачи мощности в межсистемных сечениях;
- ограничениям выдачи мощности электростанций;
- проблемам с обеспечением требуемой степени надежности выдачи мощности электростанций и электроснабжения потребителей;
- проблемам с регулированием и поддержанием в нормируемых пределах уровней напряжения.

Формирование перечня электросетевых объектов (ВЛ и ПС), намечаемых к вводу в период 2006 – 2012 гг., проведено на основании анализа информации по передаче мощности из избыточных регионов в дефицитные, обеспечению энергосистем необходимыми резервами мощности, выбору оптимальных режимов работы электростанций, обеспечению надежной устойчивой работы межсистемных электрических связей. Выбор объектов выполнен с учетом оптимального соотношения минимизации ущербов от возможных нарушений электроснабжения и затрат в сетевое строительство. Для каждого электросетевого объекта представлена информация по его техническим параметрам, назначению объекта и определены объемы инвестиций, необходимые для сооружения объекта.

3.1.2. Программа комплексного технического перевооружения электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» на 2004 – 2012 гг. (Л2).

В период до 2010-2012 г.г. основным направлением инвестиционной политики в сетях должно быть (с учетом сбалансированного усиления сетей в регионах с быстро растущим потреблением) техническое перевооружение и реконструкция действующих электросетевых объектов.

В ОАО «ФСК ЕЭС» разработана и находится в стадии реализации Программа технического перевооружения на 2004-2012 г.г., предусматривающая полное обновление 47 подстанций напряжением 330-750 кВ и 1,1 тыс. км линий электропередачи. Данной программой предусматривается ввод основного оборудования 54,9 тыс. МВА трансформаторных мощностей, 5,52 тыс. МВА компенсирующих устройств - шунтирующих реакторов и статических компенсаторов, 1122 комплекта выключателей, 4164 группы разъединителей и около 2500 фаз ограничителей перенапряжения.

В среднем за год должно вводиться 6,1 тыс. МВА трансформаторных мощностей, 0,61 тыс. МВА компенсирующих устройств, 125 комплектов выключателей, 460 групп разъединителей и около 280 фаз ограничителей перенапряжений.

При выполнении данной программы будет стабилизирован уровень износа основных фондов и полностью обновлены 30% подстанций ОАО «ФСК ЕЭС».

Амортизационные отчисления сетей ОАО «ФСК ЕЭС» составляют 11,8 млрд. рублей в год, что обеспечивает выполнение намеченной программы, требующей среднегодового финансирования в объеме 8,6 млрд. рублей.

Эффективность инвестиций в техперевооружение действующих объектов значительно выше, чем в новое строительство, вызванная ростом электропотребления. Это обусловлено тем, что в ряде случаев отпадает необходимость в создании инфраструктуры, но главным образом потому, что объекты техперевооружения уже имеют готовых потребителей, а при новом строительстве проектные нагрузки достигаются через несколько лет после ввода объекта в работу.

Кроме того, после техперевооружения резко снижаются затраты на эксплуатацию объекта и повышается его энергетическая эффективность и надежность работы.

Темпы обновления действующих объектов, намеченные Программой соответствуют 4-5 ПС в год. По ВЛ необходимые темпы ТПР начиная с 2010 г соответствуют до 850 км ВЛ в год.

К 2010 году должно быть закончено техперевооружение 29 объектов, к 2012 г. должно быть закончено техперевооружение 46 объектов.

В Программе сформулированы «Общие технические требования к ПС 330-750 кВ нового поколения», в т.ч. требования к основному оборудованию для обеспечения соответствия по своему техническому уровню лучшим современным образцам.

Программа подлежит регулярной корректировке с учетом изменяющейся оценки технического состояния объектов, их важности для ЕЭС России, а также переходом на баланс ОАО «ФСК ЕЭС» остальных объектов ЕНЭС.

3.1.3. Принципы технической политики при проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции.

В основе выбора проектных решений должен лежать критерий технико-экономической эффективности с учетом основных направлений технической политики ОАО «ФСК ЕЭС».

За основу разработки проектов берутся:

- Схемы развития ЕНЭС, разработанные на основе Концепции развития ЕНЭС и Стратегии развития ЕНЭС (Л1);
- Сводные программы развития ЕНЭС на десятилетний период и Программы технического перевооружения и реконструкции.

При этом в проектах учитываются:

- оценки динамики и прогноза режимов электропотребления;
- развития генерирующих мощностей, электрических сетей и режимов их работы;

- анализ балансов мощности и электроэнергии в ЕЭС, ОЭС, региональных энергосистемах и учитываются технико-экономические показатели проектируемого объекта

По объектам технического перевооружения используются также:

- акты и протоколы оценки технического состояния, а также статистика аварийности (т.е. степень ненадежности объекта),
- оценки важности объекта в части обеспечения межсистемных перетоков, электроснабжения примыкающих объектов и сетевой надежности, и перспектив его дальнейшего использования с уточнением его характеристики.

Для повышения технического уровня и качества проектов должны применяться принципы конкурсного проектирования с определением проектных организаций, обладающих наиболее высоким уровнем квалификации.

Все проекты должны выполняться на основе нормативных документов, принятых к использованию в ОАО «ФСК ЕЭС» (технических регламентов, национальных стандартов, стандартов ОАО «ФСК ЕЭС» - Л1, Л5, Л6, Л8, Л9, Л14 - , а также международных стандартов качества), а также указаний, распоряжений и других руководящих документов, обязательных при проектировании объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

Должны широко применяться апробированные типовые решения с обоснованием их применения в конкретных проектах, а также индивидуальные вновь разрабатываемые технические решения с обязательной их проверкой соответствующими расчетами, а при необходимости и специальными испытаниями.

В проектах должны определяться в полном объеме технические требования к первичному электрооборудованию и главным схемам, схемам собственных нужд, постоянного тока, РЗА, ПА, АСУ ТП, СДТУ, средствам связи в т.ч. ВОЛС, ВЧ, а также АИИС КУЭ, системам мониторинга и диагностики.

Должен быть создан специальный банк проектов объектов ЕНЭС, типовых и возможных для повторного применения технических решений с возможностью автоматизированного доступа к ним.

Для обеспечения обоснованности выбора основных технических и ценообразующих решений проектирование, как правило, должно выполняться в 2 стадии:

- 1я стадия в два этапа: Этап 1 - обоснование инвестиций, Этап 2 – проект,
- 2я стадия - рабочая документация.

3.1.4. Экспертиза проектов, разрабатываемых по заказам ОАО «ФСК ЕЭС»:

- проверка на соответствие требованиям национальных и корпоративных стандартов;
- согласование главных схем электрических соединений в соответствии с Регламентом взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и «СО-ЦДУ» по подготовке к утверждению схем электрических соединений ПС и линий электропередачи при новом строительстве, расширении, техническом перевооружении и реконструкции объектов электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС». (Л4).
- проверка на соответствие требованиям «Требований к проектным организациям» (Л7).
- обеспечение высоких технико-экономических показателей сооружаемых и реконструируемых объектов;
 - применение передовых аттестованных технологий и оборудования
 - рациональное использование ресурсов;
 - обеспечение конструктивной надежности сооружений;
 - электрическая и экологическая безопасность объектов при эксплуатации;
 - снижение трудозатрат при обслуживании;
 - максимальная автоматизация производства;

контроль реализация замечаний и предложений по совершенствованию проектных решений.

3.2. Обеспечение сетевой надежности в условиях старения оборудования.

Основные принципы включают реализации следующих направлений:

- стратегическое управление надежностью (повышение надежности выделенной части ЕНЭС заменой наиболее ответственных элементов и объектов, а также изменением структуры ЕНЭС путем строительства и расширения ВЛ, ПС;
- оперативное управление надежностью (способы и приемы повышения надежности сетевого объекта или его части проведением ремонта, модернизации, дооснащения, выполнением специальных работ по реконструкции;
- антикризисное управление надежностью (восстановление нормального состояния участка или объекта ЕНЭС выполнением аварийных ремонтов при росте числа отказов в результате массового проявления технических дефектов тех или иных конструкций или узлов оборудования, воздействия неблагоприятных климатических и погодных явлений, паводка, пожаров, техногенных аварий, несанкционированных действий населения).
- развитие методического и программного обеспечения организации расследования технологических нарушений, сбора и учета информации,

анализа и оптимизации надежности ЕНЭС и распределительных электрических сетей для этапов планирования развития и эксплуатации.

- организация нормативно-технического обеспечения, разработка и пересмотр соответствующих НТД, включая методические указания по заполнению актов расследования технологических нарушений со сводными классификаторами по электрическим сетям, по определению экономического ущерба от нарушений электроснабжения и снижения качества электроэнергии, по оценке надежности электрических сетей и энергосистем по данным эксплуатации, а также анализу и оптимизации (обеспечение) надежности на этапах планирования развития и проектирования, регламентирование надежности для субъектов рынка электроэнергии, нормирование надежности ЕНЭС и распределительных сетей;

- разработка требований к информационному обеспечению задач надежности ЕНЭС, организация мониторинга и статистического анализа аварийности оборудования ВЛ, ПС, сетей и энергосистем с получением необходимых показателей надежности (параметр потока отказов, интенсивность восстановления, недоотпуск электроэнергии, ущерб и др.), формирование и поддержание информационных баз, разработка и внедрение современных систем расследования, оформления технологических нарушений и анализа базы данных по аварийности в надежности показателях регистрации аварийных событий и процессов.

- совершенствование требований по показателям надежности к электрооборудованию ВЛ и ПС, включая системы защиты и автоматики, на этапах проектирования, закупок, эксплуатации (диагностика, мониторинг, тестирование, испытания);

- разработка и обоснование критериев оценки состояния основного оборудования ВЛ и ПС.

- реализация системы мониторинга технического состояния основных элементов электрических сетей;

- совершенствование планирования и организации ремонтов с учетом фактора надежности.

- разработка и внедрение автоматизированной системы планирования ремонтов и поэтапный переход к организации ремонтов по состоянию оборудования по данным диагностики.

3.2.1. Замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжений для сохранения ресурса изоляции устаревшего оборудования на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» (Л17).

Защита от перенапряжений основного оборудования разрядниками, используемыми в электрических сетях является неэффективной: разрушаются как сами разрядники из-за физического износа, так и защищаемое ими оборудование. Программа предусматривает замену вентильных разрядников на ограничители перенапряжений, имеющих следующие преимущества:

- лучшие защитные характеристики;
- отсутствие сопровождающего тока;
- отсутствие крутых срезов напряжений на изоляции защищаемого оборудования;
- лучшие массогабаритные показатели;

Программа рассчитана до 2009 года. Общее количество вентильных разрядников, подлежащих замене на ОПН 110-750кВ - 1432 шт.

3.2.2 Повышение надежности и замены высоковольтных вводов с маслом Т-750 на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» (Л14).

1. По классу напряжения 110,150 кВ:

- целесообразна замена высоковольтных вводов на вводы с твердой изоляцией;

2. По классу напряжения 220 кВ:

- ремонт вводов в условиях эксплуатации специалистами завода (полная разборка, модернизация отдельных узлов, замена масла);

- замена вводов на вводы новых конструкций (вводы с твердой изоляцией RIP).

3. По классам напряжения 330 – 750 кВ:

- ремонт вводов в условиях завода с заменой основной изоляции и гарантийными обязательствами, как на новое изделие;

- ревизия вводов с модернизацией отдельных узлов и заменой масла при положительных характеристиках основной изоляции. Проведение на заводе или в МЭС при наличии производственной базы и технологического оборудования;

- замена вводов на вводы новых конструкций (вводы с встроенным компенсатором давления, с твердой RIP изоляцией).

Программа рассчитана до 2009 года. Общее количество вводов, подлежащих замене, составляет 482 шт.

3.2.3. Повышение надежности опорно-стержневой изоляции (ОСИ) на энергообъектах ОАО «ФСК ЕЭС» и ЕНЭС (Л16).

Основными положениями программы предусматривается:

- замена всех изоляторов, изготовленных до 1976 года, и изоляторов серии ИОС со сроком эксплуатации 20 лет и более;
- замена изоляторов серии ИОС со сроком службы менее 20 лет, с минимальной разрушающей нагрузкой 300, 400 и 600 кг, имеющих браковочные признаки, исключающие их дальнейшую эксплуатацию;
- замена изоляторов серий ИОС и С, забракованных по результатам акустико-эмиссионного или УЗН контроля;
- замена запланирована на всех подстанциях, реконструкция которых либо не начиналась, либо будет закончена не ранее, чем через пять лет.
- для замены использовать керамические изоляторы модернизированных серий ИОС и С, ТУ на которые согласованы с ОАО РАО «ЕЭС России» или ОАО «ФСК ЕЭС» соответствующие ГОСТ Р 52034-2003 «Изоляторы керамические опорные на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия», либо импортные, имеющие экспертные заключения ОАО РАО «ЕЭС России» или ОАО «ФСК ЕЭС». В обоснованных случаях возможно применение полимерных изоляторов допущенных к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

3.2.4. Повышение устойчивости работы ВЛ при воздействии гололедно-ветровых нагрузок (Л18).

Программой предусмотрено:

- организация плавки гололёда на грозотросах ВЛ в районах с частым образованием гололёда и изморози на проводах и грозотросах;
- установка на ВЛ оснащенных установками плавки гололёда сигнализаторов, датчиков появления гололёда и устройств контроля окончания плавки гололёда;
- организация комплексной системы мониторинга гололёдной обстановки с использованием датчиков гололёдообразования, средств связи и информатизации;
- обследование ВЛ с привлечением специализированных организаций и замена дефектных элементов ВЛ;
- установка устройств для предотвращения гололёдообразования;
- установка гасителей пляски проводов и грозотросов, ограничителей пляски проводов.

3.2.5. Обеспечение надежности питания собственных нужд ПС ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2006-2009гг. (Л21).

Программой предусмотрены следующие мероприятия:

- установка третьего независимого источника питания;
- обеспечение питания собственных нужд от основных трансформаторов;
- обеспечение надежного питания от резервного источника и необходимой пропускной способности кабельных линий резервного питания;
- установка дизель - генераторов;
- установка трансформаторов собственных нужд с номинальным напряжением, равным номинальному напряжению обмоток НН основного трансформатора;
- установка резервных аккумуляторных батарей для питания щитов постоянного тока;
- замена морально и физически изношенных аккумуляторных батарей, защитно-коммутационных аппаратов (вводные и секционные автоматы 0,4 кВ щитов собственных нужд и вводные автоматы щитов постоянного тока типа АВМ, масляные выключатели 6, 10 кВ), зарядно-подзарядные устройств, силовых кабелей 6, 10 кВ.

3.2.6. Модернизация и замена эксплуатируемых на ПС 220-500 кВ выключателей серии ВГУ (Л15).

Снижение аварийности выключателей серии ВГУ и связанных с этим последствий обеспечивается путем:

- модернизации с заменой пневмоприводов на, конструктивно более совершенные, гидроприводы;
- установки в цепи шунтирующих реакторов выключателей с двумя разрывами на полюс, оснащённых устройствами синхронной коммутации для исключения опасности повреждения межвитковой изоляции реакторов.

3.2.7. Оснащение предприятий МЭС современными средствами технической диагностики и мониторинга электротехнического оборудования и линий электропередачи с целью предупреждения их повреждения и планирования ремонтов по техническому состоянию. (Л20).

Целевая программа предусматривает модернизацию приборного парка лабораторий сетевых предприятий с учетом следующих принципов:

- существование трех этапов диагностики (первичная, профилактический контроль, комплексное обследование);
- соблюдение процедуры профилактического контроля с нормированной периодичностью;
- сохранение и усиление действующих служб изоляции и защиты от перенапряжений, высоковольтных и физико-химических лабораторий;
- обеспечение численности персонала занятого в испытаниях, диагностике и мониторинге за счет перераспределения функций действующего персонала и сокращения ремонтного персонала.

3.3. Повышение эффективности эксплуатации и технического обслуживания электрических сетей.

Наиболее существенное повышение эффективности эксплуатации электрических сетей обеспечивается по следующим направлениям:

- переход к ремонтам на основе оценки технического состояния с внедрением надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния оборудования электрических сетей без вывода оборудования из работы;
- механизация выполнения работ на линиях электропередачи и подстанциях;
- ремонт воздушных линий электропередачи под напряжением (без отключения);
- оптимизация аварийного резерва оборудования (Л23) и элементов ВЛ, четкая организация ликвидации аварийных повреждений (Л22);
- улучшение противопожарного состояния линий электропередачи и подстанций.

В соответствии с конструктивными особенностями, технологией и условиями производства работ, структурой управления электросети организацию обслуживания необходимо осуществлять силами специально подготовленного и прошедшего аттестацию персонала, специализируемого на проведении основных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту электрических сетей.

3.4. Комплексные научно-технические программы и пилотные проекты.

3.4.1. Комплексная Программа разработки и создания передовых технологий и оборудования для ЕНЭС

3.4.1.1. Программа создания комплексов электротехнического оборудования (ЭО) и технологий управляемых передач переменного тока (FACTS):

- системные вопросы применения FACTS;
- создание и аппаратной и элементной базы FACTS;
- подготовка предложений по объектам внедрения FACTS.

Программой предусматривается поэтапное создание следующего оборудования:

СТАТКОМ, тиристорный управляемый продольный компенсатор (ТУПК), объединенный регулятор потока мощности ОРПМ), вставка постоянного тока на преобразователях напряжения (ВПТН) фазо-поворотное устройство (ФПУ), активные фильтры (АФ), статический тиристорный компенсатор (СТК), асинхронизированный синхронный компенсатор (АСК), асинхронизированный электромашинный преобразователь частоты (АС ЭМПЧ), управляемые шунтирующие реакторы различных типов (УШР)

Решаемые задачи:

- повышение пропускной способности линий электропередачи;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях;
- регулирование напряжения в электрических сетях;
- повышение надежности и устойчивости энергоснабжения потребителей.

3.4.1.2. Программа создания комплексов электрооборудования на основе сверхпроводниковых технологий

Предусматривается поэтапное создание следующего оборудования:

- высокотемпературные сверхпроводниковые токоограничители (ВТСП ТО);
- высокотемпературные сверхпроводниковые (ВТСП) кабели;

Программа состоит из двух этапов:

- определение режимов работы ЕНЭС со сверхпроводниковым электротехническим оборудованием, создание оборудования и полигона для испытания сверхпроводникового оборудования с промышленными параметрами;
- проведение долгосрочных испытаний СП оборудования и принятие окончательного решения об использовании СП оборудования в электрических сетях.

Приоритетными работами считать создание СП-кабелей и СП-ограничителей.

3.4.1.3. Программа разработки конструктивных решений, оборудования, систем и методов мониторинга для создания ЛЭП и ПС нового поколения.

Создание современных конструкций, элементов, оборудования и систем мониторинга ВЛ и ПС, обеспечивающих надежность, минимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и ремонтно-эксплуатационном обслуживании.

3.4.1.4. Программа совершенствования автоматизированных систем технологического управления и связи.

Создание и совершенствование:

- автоматизированных информационно-измерительных и диагностических систем;
 - информационно-вычислительных инфраструктур;
 - автоматизированных систем технологического управления;
 - систем релейной защиты, автоматики и противоаварийной автоматики;
 - систем и средств связи ЕТССЭ (единая технологическая система связи электроэнергетики).

3.4.1.5. Программа разработки и совершенствования методического обеспечения, связанного с созданием новых технологий и оборудования для ЕНЭС.

Разработка новых и совершенствование действующих методик по проектированию, строительству, техническому перевооружению, и обслуживанию объектов ЕНЭС.

3.4.2. Комплексная Программа перспективного развития, совершенствования оперативного управления и повышения надежности ЕНЭС.

3.4.2.1. Программа по развитию электрических сетей ЕНЭС.

Направления реализации Программы:

- разработка на основе Концепции развития ЕНЭС долгосрочной стратегии (20 лет и более) развития ЕНЭС с учетом обеспечения надежности, энергетической безопасности, научно-технической политики, развития отраслей ТЭК и отраслей промышленности;
- разработка Схемы развития ЕНЭС, в том числе развитие межсистемных и системообразующих электрических сетей с учетом деятельности субъектов оптового рынка электроэнергии и развития технологической инфраструктуры рынка;
- разработка основных направлений, концепций и программ технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов, относящихся к ЕНЭС;

- подготовка предложений по программе вводов электрических сетей в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе, в том числе с выделением региональных программ;
- информационное обеспечение, формирование и ведение баз данных технического состояния, выполнение на этой основе мониторинга электрических сетей, позволяющего полномасштабный перевод профилактического ремонтного обслуживания в технологию «по техническому состоянию» с высвобождением персонала;
- формирование и ведение баз данных технологического состояния и функционирования электрических сетей в целях реализации задачи присоединения потребителей и работы рынка электрической энергии;
- оценка перспективной величины экспортного потенциала ЕЭС России по электроэнергии и мощности и разработка предложений по развитию электрических сетей для его реализации.

3.4.2.2. Программа обеспечения надежности поставок и повышения качества электроэнергии в ЕНЭС.

Направления реализации Программы:

- обеспечение надежности поставок и качества электрической энергии при управлении функционированием и развитием;
- создание и внедрение экономических механизмов управления надежностью электроснабжения, в том числе создание системы корректировки тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии в зависимости от уровней надежности работы электрических сетей;
- обеспечение живучести, в том числе обеспечение надежности энергоснабжения крупных городов, предотвращение и ликвидация крупных аварийных нарушений;
- организация системы мониторинга надежности поставок и качества электрической энергии;
- организация управления надежностью поставок и качеством электрической энергии;
- разделение ответственности между субъектами рынка за надежность поставок и качество электроэнергии.

3.4.2.3. Программа снижения потерь электроэнергии в электрических сетях.

Направления реализации Программы:

- снижение уровня потерь электроэнергии;
- формирование системы постоянного мониторинга уровня и структуры потерь в электрических сетях всех напряжений ЕНЭС;
- формирование системы контроля и поддержки реализации проектов (локальных программ) снижения потерь электроэнергии;
- разработка методологии и формирования проектов снижения потерь в ЕНЭС и распределительных электрических сетях;
- разработка методик и алгоритмов достоверизации информации, исходной для расчета плановых и фактических потерь.

3.4.2.4. Программа по развитию и совершенствованию диспетчерско-технологического управления:

- информационные комплексы оперативно-диспетчерского персонала;
- системы управления объектами и подготовки оперативного персонала;
- разработка методического обеспечения моделирования режимов ЕНЭС;
- организация иерархической системы оперативного моделирования режимов ЕНЭС.

3.4.2.5. Программа разработки и совершенствования методического обеспечения, связанного со снижением потерь электроэнергии, развитием, повышением надежности и качества электроэнергии ЕНЭС:

- обеспечение изменений в нормативно-правовую и нормативно-техническую базу для создания условий по снижению потерь и повышению надежности и качества электроэнергии;
- разработка типовой методологии, формирования и исполнения проектов (локальных программ) по снижению потерь, повышению надежности и качества электроэнергии;
- методическое и нормативное обеспечение для оперативного управления информационно-технологическими системами и системами связи.

3.4.2.6. Программа разработки и совершенствования методического обеспечения по анализу аварийности и повреждаемости в электрических сетях по статистическим данным эксплуатации:

- прогнозирование ресурсных показателей основного оборудования;
- оценка изменений надёжностных показателей электросетевого оборудования и объектов во времени;
- разработка методики определения показателей безопасности электросетевых объектов.

3.4.2.7. Программа разработки и совершенствования методического обеспечения мероприятий по предупреждению

чрезвычайных ситуаций в электрических сетях и по гражданской обороне электросетевых объектов:

- инженерно-технические мероприятия при чрезвычайных ситуациях природного характера;
- инженерно-технические мероприятия при чрезвычайных ситуациях техногенного характера;
- инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».

3.4.3. Комплексная Программа совершенствования технического обслуживания и ремонта объектов ЕНЭС.

3.4.3.1. Программа контроля технического состояния и выявления узких мест в электрических сетях:

- определение качества серийно выпускающегося электрооборудования, конструкций и элементов ВЛ;
- выявление причин отказов и аварий электрооборудования и разработка мероприятий по повышению его надежности (исследовательские испытания);
- выяснение остаточного ресурса электрооборудования и разработка технических решений по продлению или снижению допустимого срока службы (вплоть до вывода оборудования определенных типов и годов изготовления из эксплуатации), рекомендаций по его модернизации, реконструкции и замене (ресурсные испытания);
- проверка специальных (дополнительных) требований (сверх требований ГОСТов и МЭК) при выполнении экспертизы (приемки) оборудования для оценки возможности его применения (дополнительные испытания);
- проверка технических решений по использованию новой техники, технологий и материалов (системные, натурные и сравнительные испытания).

3.4.3.2. Программа создания новых технологий, оснастки и материалов для технического обслуживания и ремонтов ЕНЭС:

- ремонт оборудования «по техническому состоянию»;
- новые технологии ремонта оборудования ПС и ВЛ.

3.4.3.3. Программа разработки и совершенствования методического обеспечения технического обслуживания и ремонта объектов ЕНЭС:

- разработка и совершенствование нормативно-технической документации по техническому обслуживанию и ремонту;
- создание технологических карт, методик и инструкций по техническому обслуживанию и ремонтам;
- методики оценки ресурсных показателей оборудования ПС и ВЛ;
- оценка экономических показателей технического обслуживания и ремонтов.

3.4.4. Программа пересмотра и разработки нормативно-технических документов для обеспечения функционирования и развития электрических сетей:

- документы 1-го уровня – Стратегия развития ЕНЭС, Положение о технической политике;
- документы второго уровня – Общие корпоративные стандарты проектирования, строительства, внедрения новой техники, эксплуатации и утилизации объектов сети;
- документы 3-го уровня – корпоративные стандарты как требования к отдельным объектам ЕНЭС и процессам, связывающим эти объекты;
- документы 4-го уровня – корпоративные стандарты, как требования, регламентирующие процессы на отдельных объектах.

Структура системы нормативно-технических документов:

- специальные технические регламенты и национальные стандарты;
- стандарты по проектированию;
- стандарты по строительству;
- стандарты по электротехническому оборудованию, средствам связи, релейной защите и автоматике и их применения;
- стандарты по эксплуатации.

3.4.5. Повышение эффективности системы управления охраной труда.

Ключевые направления:

- разработка руководства по составу и контролю СУОТ;
- разработка методического обеспечения для анализа состояния охраны труда и прогнозирования рисков;
- разработка и внедрение регламента внутреннего аудита охраны труда и критериев оценки (индикаторов) ее текущего состояния;
- разработка принципов и механизмов вовлечения всех сотрудников в деятельность по повышению безопасности производства. Обучение работников методам идентификации опасностей и способам защиты от них;

- разработка системы мотивации безопасного труда, создание эффективной системы дисциплинарного воздействия на нарушителей требований охраны труда;
- разработка и внедрение регламента организации, ведения и контроля работ повышенной опасности.

3.5. Пилотное внедрение новых видов электротехнического оборудования на электросетевых объектах.

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 разработки и внедрения новой техники или технологии;
- решение Координационного научно-технического совета ОАО «ФСК ЕЭС» с рекомендацией о сооружении объекта с применением образцов новой техники или технологии.

Проекты, внедряемые на электросетевых объектах, как пилотные:

- управляемые шунтирующие реакторы,
- статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности,
- элементы и комплексы установок гибких (управляемых) систем передачи электроэнергии;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами подстанций;
- автоматизированные системы сигнализации гололедообразования и управления плавкой гололеда;
- безтросовые системы грозозащиты ВЛ;
- одноцепные и двухцепные ВЛ 220-500 кВ для населенной местности и мегаполисов;
- системы передачи электроэнергии постоянным током;
- комплексные системы мониторинга и диагностики состояния электрооборудования.

3.6. Услуги научно-технической направленности:

- Участие экспертов сторонних специализированных организаций в работе комиссий по расследованию причин повреждения электрооборудования подстанций и воздушных линий электропередачи на объектах электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» и ЕНЭС в целом;
- Разработка технических решений и рекомендаций по реконструкции и модернизации электросетевых объектов и электротехнического оборудования, направленных на повышение их надежности, живучести, безопасности и экономичности;
- Проведение экспертизы технических регламентов, национальных стандартов, стандартов организаций и другой нормативно-технической документации по электрооборудованию высокого напряжения, элементам линий электропередачи, устройствам релейной защиты, противоаварийной автоматики и связи, системам диагностики;
- Проведение контрольных испытаний высоковольтного электрооборудования, имеющего повышенную повреждаемость в процессе эксплуатации, на соответствие нормативно – технической документации и требованиям ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Разработка и выдача рекомендаций по модернизации установленного в электрических сетях электрооборудования на основании результатов дополнительных или контрольных испытаний;
- Подготовка информационных материалов, писем, противоаварийных циркуляров для ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Подготовка заданий на проектирование электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе по пилотным проектам;
- Проведение экспертизы проектов по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции сетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» и ЕНЭС в целом;
- Подготовка технико-экономических обоснований реализации пилотных проектов;
- Подготовка и систематический выпуск бюллетеней аварий и крупных нарушений режимов ЕНЭС;
- Участие в подготовке конкурсной документации и проведении конкурсов по реализации проектов сооружения электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

4. Показатели прогрессивности технических решений, реализуемых ОАО «ФСК ЕЭС» в проектах развития, технического перевооружения и реконструкции, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонтах.

Показатели прогрессивности делятся на:

- функциональные и технологические;
- экономические;
- безопасности, в т. ч. экологической.

Показатели прогрессивности технических решений представлены в таблице:

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
Электрические сети	<ul style="list-style-type: none"> - обеспечение для основных узлов нагрузки критерия n-1; -обеспечение нормативного коэффициента запаса по напряжению в узлах нагрузки – 15 %; - обеспечение степени компенсации зарядной мощности ВЛ: <ul style="list-style-type: none"> - 750 кВ и выше - 1,0, - 500 кВ - не ниже 0,8, - 110-330 кВ - на уровне, <p>обеспечивающем допустимое напряжение с учетом нагрузок и установок компенсации потребителей и генерации электростанций.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - относительные технические потери, % : - сети СВН – не более 4. 	<p>строгое выполнение экологических норм и требований безопасности.</p>
Подстанции	<ul style="list-style-type: none"> - автоматизированная – телеизмерения, телеуправление производственными процессами, без постоянного обслуживающего персонала; - территория, с грунтовым основанием, исключая обводнение и морозное пучение; - для ПС 330 кВ и выше питание собственных нужд от трех независимых источников. - применение электротехнического оборудования с расчетным сроком службы не менее 30 лет. 	<p>удельная площадь ОРУ (приведенная к одному присоединению), на уровне, м²:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 500кВ – 5000*; - 330кВ – 4500*; - 220кВ – 2000*; - 110кВ – 1000*. <p>* Для ОРУ в традиционном исполнении.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - выполнение норм и требований законодательства по экологии и безопасности; - обеспечение сбора, очистки, утилизации ливневого стока.

<p>Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы</p>	<p>- РПН (кол-во переключений до 1-ой ревизии - не менее 70.000) с автоматическим регулированием коэффициентов трансформации; - естественная циркуляция масла; - автоматизированная система мониторинга и диагностики.</p>	<p>- потери, $P_{хх}/P_{кз}$, кВт, не более: АТ: - 220 кВ: 125МВА - 55/315 200 -105/350 250 -90/420 - 330 кВ, 125МВА – 80/320 - 200 - 105/450 200 - 60/535 - 500 кВ, 167МВА – 80/290 - 267 – 110/420 - 750 кВ: 417МВА – 90/550 ШР: 500кВ, 60МВА - 110 кВт; 750 кВ 110 - 200кВт - не требуется ремонт в течение всего срока службы.</p>	<p>оснащение системами предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях и взрывобезопасными вводами.</p>
<p>Статические тиристорные компенсаторы и сухие реакторы</p>	<p>- работа с номинальной мощностью в режиме генерации и потребления; - отсутствие вращающегося оборудования, - нормализация напряжения на ПС.</p>	<p>Относительные потери в номинальном режиме, %, не более: - СТК- 0,6; - ВРГ- 0,3.</p>	<p>- взрывобезопасны; - оборудование с экологически безопасными материалами; - установка сухих реакторов на ОРУ должна исключать опасное влияние магнитного поля на персонал.</p>

Синхронные компенсаторы	<ul style="list-style-type: none"> - воздушное охлаждение; - работа с номинальной мощностью в режиме генерации и потребления; - возможность кратковременного удвоения мощности; - нормализация напряжения на ПС удаленных от крупных электростанций (с малыми токами к.з.) и на промежуточных ПС дальних электропередач для повышения пропускной способности и динамической устойчивости. 	<ul style="list-style-type: none"> - относительные потери в номинальном режиме, %, не более 1,3; - не более двух капитальных ремонтов за расчетный срок службы; - синхронные компенсаторы размещать на ПС, расположенных в среде операционной готовности мощных энергоремонтных предприятий. 	взрывобезопасны.
Выключатели	<ul style="list-style-type: none"> - элегазовые - 35 кВ и выше, вакуумные -35 кВ и ниже (за исключением присоединений с I откл. ном., превосходящие 31,5 кА – элегазовые); <ul style="list-style-type: none"> - элегазовые: - пружинный привод; - механический ресурс (не менее 5000 циклов В-О); - коммутационный ресурс (не менее 20 операций с I откл. ном.); - автоматизированная система мониторинга и диагностики; - автономность (отсутствие необходимости стационарной газоподпитки) - собственное время включения; - время отключения. 	не требуют ремонта до исчерпания коммутационного, механического ресурса.	<ul style="list-style-type: none"> - взрыво- пожаробезопасны; - оснащены оснасткой для опорожнения рабочих объемов от элегаза.

Разъединители	- электродвигательный привод; - механический ресурс (не менее 5000 циклов В-О).	не требуется ремонта до исчерпания механического ресурса.	
Измерительные трансформаторы	- класс точности измерительной обмотки ТТ - 0.2, 0.2S; - класс точности измерительной обмотки ТН - 0.2.	не требуется ремонт в течение срока службы.	взрывобезопасны.
Ограничители перенапряжений нелинейные	- уровень ограничения перенапряжений соответствующий уровню изоляции установленного оборудования.	не требуется ремонт в течение срока службы.	взрывобезопасны.
ТО и ремонты	- переход к техническому обслуживанию и ремонтам на основе оценки технического состояния, внедрение методов и средств диагностики оборудования без вывода из работы; - специализации ремонтных работ.		Использование экологически безопасных технологий расчистки трасс ВЛ и территорий ПС

АСУ	<p>Создание Центров управления ЕНЭС —40 шт. до 2008 года</p> <p>Рост наблюдаемости ЕНЭС в Центрах Управления:</p> <ul style="list-style-type: none"> • параметры режима — 70% к 2010 году, • состояние оборудования —50% к 2010 году <p>Выполнение новых функциональных задач по управлению ЕНЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Управление переключениями; • Управление напряжением; • Расчет и локализация потерь; • Управление ТОиР по реальному техническому состоянию; • диагностика состояния основного оборудования. <p>Организация обмена информацией для решения задач управления ЕЭС и ЕНЭС с АСУ субъектов рынка—до 2010 года.</p>	<p>Сокращение затрат на ТОиР за счет качественного мониторинга — 15%.</p> <p>Продление срока службы оборудования за счет снижения ошибок управления — 12%.</p> <p>Снижение времени простоя оборудования — на 20%</p> <p>Снижения сроков ликвидации аварий — на 20%.</p> <p>Снижение аварийности в сетях ЕНЭС за счет роста качества управления и наблюдаемости сети — не менее 5%.</p>	<p>Снижение производственного травматизма за счет централизованного управления ТОиР и ликвидацией аварий — до 10%.</p>
-----	--	--	--

<p>Устройства РЗА</p>	<p>Более совершенные алгоритмы обработки параметров (токов и напряжений) аварийных режимов.</p> <p>Быстродействие: Время срабатывания измерительных органов - менее 30 мс; Снижение времени действия резервных защит за счет применения устройств с погрешностью элементов выдержек времени – менее 3%.</p> <p>Селективность и чувствительность: за счет применения измерительных органов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - с погрешностью – менее 5%; - коэффициентом возврата максимальных ИО - не менее 0,95; - коэффициентом возврата минимальных ИО - не более 1,05. <p>Информативность, взаимодействие с АСУ ТП:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суммарная продолжительность записи осциллограмм – более 300 с / (число аналоговых каналов); - протоколы обмена данными – IEC 61850. <p>Надежность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - самодиагностика; - время восстановления – не более 0,5; <p>параметр потока отказов – не более 0,01 1/г;</p>		
-----------------------	---	--	--

АСУ ТП	<p>Коэффициент готовности – не ниже 0,995.</p> <p>Средняя наработка на отказ (по каналу ввода-вывода) – 33 000 часов.</p> <p>Среднее восстановление работоспособности системы по любой из выполняемых функций – не более 30 мин.</p> <p>Периодичность остановки системы (без отключения систем, обеспечивающих работоспособность ПС) – не чаще одного раза в год и не более 8 часов.</p> <p>Срок службы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ПТК нижнего уровня – не менее 20 лет; - для ПТК среднего уровня – не менее 15 лет; - для ПТК верхнего уровня – не менее 10 лет; <p>Скорость обработки:</p> <ul style="list-style-type: none"> - дискретных сигналов – 100 событий/сек, - аналоговых сигналов – 150 изменений/сек, - сигналов управления – 10 управлений/сек. 	<p>Сокращение числа облеживающего персонала</p> <p>Сокращение затрат на ТОиР за счет мониторинга и диагностики.</p> <p>Продление срока службы оборудования за счет снижения ошибок управления, мониторинга и управления.</p>	<p>Повышение уровня безопасности выполнения работ, снижение травматизма на автоматизированных ПС</p>
--------	--	--	--

<p>АИИС КУЭ</p>	<p>АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС»:</p> <ul style="list-style-type: none"> - погрешность измерения активной электроэнергии не хуже 1,5%; - коэффициент готовности измерительных каналов не хуже 0,995; <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент класса качества измерительных каналов на ОРЭ не хуже 1,36; - автоматизированный расчет балансов и потерь электроэнергии по ПМЭС, МЭС и ОАО «ФСК ЕЭС» в целом. <p>АИИС КУЭ ЕНЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - погрешность измерения активной электроэнергии не хуже 1,5%; - коэффициент готовности измерительных каналов не хуже 0,995; <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент класса качества измерительных каналов на ОРЭ не хуже 1,36; - автоматизированный расчет балансов и потерь электроэнергии по МСК и ЕНЭС в целом. 	<p>Автоматизация учета и потерь электроэнергии. Локализация потерь в сетях ЕНЭС. Снижение потерь на 20% за счет повышения точности учета электроэнергии.</p>	<p>Выполнение экологических норм и требований безопасности.</p>
-----------------	---	--	---

<p>ЕТССЭ</p>	<ul style="list-style-type: none"> - единая система управления сети связи; - единая система адресации и нумерации сети; - кольцевая система резервирования с временем восстановления не более 50 мс; - коэффициент готовности сети не менее 0,9998; - коэффициент ошибок в цифровом канале не более 10^{-9}; - срок службы не менее 10-20 лет; - срок вывода из эксплуатации аналоговых кабельных линий связи (порядка 50 тыс. км) до 2010г.; - срок модернизации сети ВЧ-связи до 2015г.; - срок реализации создания опорной сети телефонной связи (83 центра коммутации) до 2008г.; - срок реализации создания центров управления сетью (83 центра управления) до 2015г.; срок реализации ЕЦССЭ, включая подключение 37 ПМЭС, 7 СПБ Электросетьсервис, 57 объектов РДУ до 2007г. - сроки реализации создания сети ВОЛС: <ul style="list-style-type: none"> • 20,2 тыс. км., порядка 400 энергообъектов (ПС, ГЭС, ТЭЦ, ГРЭС) до 2008 г.; • 16,5 тыс. км. порядка 300 энергообъектов (ПС, ГЭС, ТЭЦ, ГРЭС) 2009-20012 гг.; • 11,5 тыс. км. порядка 250 энергообъектов (ПС, ГЭС, ТЭЦ, ГРЭС) 20013-2015 гг. 	<p>Эффект внедрения (млн.\$ в год):</p> <ul style="list-style-type: none"> - сокращение потерь электроэнергии в сети при оптимизации режимов работы по напряжению и реактивной мощности, работы АИИС КУЭ (112,32); - снижение аварийного недоотпуска электроэнергии за счет сокращения аварийных простоев ЛЭП, повышения коэффициента готовности систем РЗ и ПА, АЧР, ССПИ (107,47); - от работы ПА как части инфраструктуры для работы рынка системных услуг (236,25); - снижения затрат на междугородную связь и аренду каналов связи (26,16). 	<p>Выполнение экологических норм и требований безопасности.</p>
--------------	--	--	---

Воздушные линии электропередачи	Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
ВЛ (одноцепные) в целом	<ul style="list-style-type: none"> - Удельная аварийность (количество отказов на 100 км в год): <ul style="list-style-type: none"> – 110 кВ – 1,1; – 220 кВ – 0,6; – 330 кВ – 0,5; – 500 кВ – 0,4; – 750 кВ – 0,3; независимо от материала опор. - Конструкции ВЛ, обеспечивающие минимальную ширину просеки. - Наличие рабочих карт районирования по ветру, гололеду, грозе и т.д. - Срок службы <ul style="list-style-type: none"> - на железобетонных центрифугированных опорах - не менее 50 лет; - на стальных решетчатых опорах – не менее 60 лет; - на стальных многогранных опорах – не менее 70 лет. 		<ul style="list-style-type: none"> - Напряженность электрического поля не более: Населенная местность: 0,5 кВ/м - внутри зданий; 1 кВ/м -на территории жилой застройки; 5 кВ/м –вне зоны жилой застройки. Ненаселенная местность: 15-20 кВ/м. - Уровень радиопомех на частоте 0,5 МГц не более 37 дБ на расстоянии от ВЛ: 110-220 кВ 50 м; 330 кВ и выше 100 м - Акустические шумы не более: 53 Дб на тех же расстояниях при мокром проводе. - Технология строительства и ремонта, исключая вредное воздействие на окружающую среду.

Опоры, фундаменты.	<ul style="list-style-type: none"> - Удобство обслуживания. - Для опор должны применяться марки сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости. - Защита опор от коррозии методом горячего или термодиффузионного цинкования. 	- Количество ремонтов опор и фундаментов за срок службы ВЛ, не более двух раз.	- В районах городской застройки - многогранные металлические опоры закрытого профиля.
Провода и грозотросы		Экономическая плотность тока: <ul style="list-style-type: none"> - ВЛ 220 кВ и выше - 0,8 А/мм²; - ВЛ 110 кВ и ниже 1-0,8 А/мм². 	
Изоляция	Удельная повреждаемость, не более: <ul style="list-style-type: none"> - стеклянные тарельчатые не менее 10⁻⁴; - полимерные 10⁻⁴-10⁻⁵ и фарфоровые длинностержневые не менее 10⁻⁶. 		
Линейная арматура	<ul style="list-style-type: none"> - Отсутствие видимой короны. - 		
Кабельные линии напряжением 110 кВ и выше	<ul style="list-style-type: none"> - Кабели с твердой изоляцией из «сшитого» полиэтилена, оснащенные системами диагностики. - Универсальные кабели для воздушно-подземной и подводной прокладки без использования переходной кабельной арматуры, либо с арматурой на основе термоусаживаемых элементов. 		Отсутствие внешних электромагнитных полей

5. Управление технической политикой.

5.1. Координационный научно-технический совет ОАО «ФСК ЕЭС»

Для управления технической политикой, координации работ по разработке и организации внедрения новой техники и технологий, направленных на повышение эффективности функционирования электросетевого комплекса, снижения издержек его эксплуатации и повышения надежности работы ЕНЭС создается Координационный научно-технический совет ОАО «ФСК ЕЭС».

Координационный научно-технический совет является постоянно действующим совещательным органом ОАО «ФСК ЕЭС». Решения координационного научно-технического совета являются рекомендательными.

Координационный научно-технический совет осуществляет:

- Организационно-методическое руководство разработкой и внедрением новой техники и технологий.
- Разработку предложений по совершенствованию состава работ по разработке и внедрению новой техники и технологий, по конечным и промежуточным работам, срокам их достижения, исполнителям конкретных работ, перечню научных проблем, выделяя приоритетные направления и задания.
- Экспертизу предложений по разработке и внедрению новой техники и технологий, представленных на координационный научно-технический совет.
- Анализ выполнения работ по разработке новой техники и технологий и подготовку соответствующих заключений и предложений.
- Подготовку предложений об открытии новых, наиболее важных для ОАО «ФСК ЕЭС» работ по разработке новой техники и технологий и о прекращении действия договоров по работам, потерявшим свое значение для компании.

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

Для обеспечения повышения надежности и эффективности функционирования объектов ЕНЭС, а так же повышения технического уровня электрооборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» ежегодно не позднее октября текущего года формируются комплексные научно-технические программы на следующий год, включающие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) и работы по услугам научно-технического характера.

Формирование программ осуществляется на основе:

- основных положений стратегии развития ЕНЭС, Концепции развития распределительных сетей;
- планов перспективного развития ОАО «ФСК ЕЭС» в целом;
- программ нового строительства, технического перевооружения и реконструкции;
- основных положений технической политики ОАО «ФСК ЕЭС»;
- предложений функциональных Департаментов ОАО «ФСК ЕЭС»;
- предложений научно-исследовательских, испытательных, проектных организаций и сервисных центров;
- технико-экономических обоснований реализации новой техники и технологий на электросетевых объектах ОАО «ФСК ЕЭС»;
- решений научно-технических советов ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО РАО «ЕЭС России»;
- маркетинговых исследований, выполненных как силами организаций научно-проектного комплекса Бизнес-единицы «Сети», так и независимыми организациями;
- предложений производителей оборудования, технологий и материалов.

5.3 Аттестация оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС». (ЛЗ).

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

- приемка новых (не применявшихся ранее на объектах ЕНЭС) видов оборудования, технологий и материалов отечественного производства;
- экспертиза оборудования, технологий и материалов импортного производства;
- организация контрольных испытаний серийно выпускаемого оборудования, технологий и материалов;
- принятие основанных на обобщенном опыте эксплуатации превентивных мер по исключению приобретения для объектов ОАО «ФСК ЕЭС» оборудования, технологий и материалов, не соответствующих требованиям стандартов, отраслевой и корпоративной нормативно-технической документации и условиям применения.

5.4. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования (МТР и О), работ и услуг.

Основными направлениями технической политики являются:

- увеличение доли открытых конкурсных процедур закупок МТР и О, работ и услуг, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;
- гибкий подход к формированию требований к закупаемым МТР и О, работам и услугам для привлечение предложений с новыми техническими решениями;
- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых МТР и О;
- выстраивание партнерских отношений с ведущими производителями энергетического и электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых МТР и О;
- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного МТР и услуг при оптимальной стоимости;
- организация приобретения больших партий МТР и О, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования.