



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

*Утверждена Советом Директоров
(Протокол от 28.06.2011 №107)*

ПРОГРАММА

ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ

на 2011 – 2016 годы

и на перспективу до 2020 года

Ответственное подразделение:

Отдел инновационной деятельности

(109074, Москва, Китайгородский проезд, дом 7, стр.3)

Ответственное лицо:

Федоренко Юрий Павлович,

директор по инновациям ОАО «СО ЕЭС»

yurpaf@so-ups.ru, (499) 788-17-41, (985) 922-60-25

Ответственный руководитель:

Подлесный Константин Сергеевич,

заместитель Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС»

podlesn@so-ups.ru, (495) 627-99-00

Москва, 2011 год

Содержание

ПАСПОРТ	5
Аннотация	12
§ 1. Функциональные направления и функциональные задачи технологической деятельности Системного оператора в инновационной среде развития российской электроэнергетики	15
1.1. Миссия, функциональные направления и задачи технологической деятельности Системного оператора ЕЭС России.....	15
1.2. Направления инновационного развития единой технологии Системного оператора на 2011÷2016 годы и до 2020 года. Инструментарий инновационного развития и организационные механизмы, обеспечивающие реализацию Программы	19
1.3. Соответствие приоритетам государственной научно-технической и инновационной политики	28
1.4. Интеграция программы в бизнес-стратегию развития Общества	30
1.5. Формирование технологической дорожной карты	32
1.6. Участие в технологическом прогнозировании и деятельности технологических платформ	35
§ 2. НИОКР, проектные и иные работы по развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Внедрение инновационных решений в практику оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике	41
2.1. «Прорывные» направления НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года.....	41
2.2. Создание и развитие систем режимной автоматики	46
2.3. Создание и развитие систем противоаварийной автоматики.....	58
2.4. Создание и развитие системы мониторинга переходных режимов (СМНР) в ЕЭС России	65
2.5. Совершенствование средств и деятельности по выбору состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО).....	71
2.6. Совершенствование средств и деятельности по расчету и анализу электрических режимов	80
2.7. Совершенствование средств и деятельности по перспективному планированию электрических режимов.....	92
§ 3. Научно-техническое сотрудничество	96
3.1. Участие в проекте PEGASE	98
3.2. Участие в НИ «НТС ЕЭС»	103
3.3. Развитие международных научно-технических связей	105
3.4. Сотрудничество с инновационным центром «Сколково»	117
§ 4. Освоение новых компонентов технологии	119

4.1. Организация отбора исполнителей, заключение договоров на оказание услуг по обеспечению системной надежности, выполнение мероприятий по фактическому оказанию услуг	121
4.2. Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка, поддержка торговых процедур, сопровождение рынка и отчетности.....	127
4.3. Организация конкурентных отборов мощности (КОМ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).....	131
4.4. Финансирование мероприятий по освоению новых компонентов технологии.....	136
§ 5. Инновации в технологических бизнес-процессах.....	138
5.1. Улучшение управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления	139
5.2. Улучшение управляемости ЕЭС России за счет применения новейших систем телеуправления ЛЭП и оборудованием из диспетчерских центров Системного оператора.....	148
5.3. Разработка и сопровождение проектов нормативных правовых актов, документов по взаимодействию с субъектами электроэнергетики, стандартов, нормативной технической и другой документации по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.....	152
5.4. Усовершенствование механизмов взаимодействия с энергосистемами зарубежных государств при их параллельной работе с ЕЭС России	169
§ 6. Развитие системы контроля качества (технического контроля).....	180
6.1. Общие сведения о системе технического контроллинга ОАО «СО ЕЭС»	180
6.2. Совершенствование деятельности по анализу причин и систематизации информации об авариях в электроэнергетике России	182
6.3. Совершенствование инструментария для идентификации и оценки обстоятельств, создающих риски нарушения электроснабжения в операционных зонах диспетчерских центров Системного оператора.....	185
6.4. Автоматизация процесса сбора и обработки информации о топливообеспечении электростанций	189
§ 7. Инновации в информационных технологиях (ИТ)	192
7.1. Реализация проекта SCADA/EMS.....	194
7.2. Модернизация оперативного информационного комплекса (ОИК) СК-200х	209
7.3. Создание Единого территориально-распределенного корпоративного Центра обработки данных (ЕТРК ЦОД) ОАО «СО ЕЭС» на базе типовых модулей филиалов	213
7.4. Создание Системы мониторинга и управления корпоративными ИТ-инфраструктурой и ИТ-сервисами (ИТ-услугами)	220

7.5. Развитие многопользовательских средств и систем отображения схем и актуальных параметров электроэнергетического режима операционных зон диспетчерских центров в реальном времени	222
§ 8. Инновации в обеспечении безопасности	225
§ 9. Профессиональная готовность персонала. Кадровая и образовательная деятельность	229
9.1. Тренажерная подготовка диспетчерского и технологического персонала Системного оператора	230
9.2. Подготовка, переподготовка, повышение квалификации персонала	243
9.3. Автоматизация контроля предаттестационной подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике	246
9.4. Работа с кадровым резервом	250
9.5. Подготовка молодых специалистов	254
9.6. Формирование мотивации к профессиональной деятельности, связанной с оперативно- диспетчерским управлением в электроэнергетике, средствами корпоративной культуры	262
§ 10. Энергосбережение, энергоэффективность, экологичность	263
10.1. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	263
10.2. Мероприятия по повышению экологичности собственной инфраструктуры	268
§ 11. Система управления инновационной деятельностью и организационные механизмы	269
11.1. Развитие сотрудничества с ВУЗами, научными организациями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса	270
11.2. Инновационное развитие дочерних и зависимых обществ (ДЗО)	279
11.3. Система управления интеллектуальной собственностью	283
11.4. Механизмы стимулирования работников ОАО «СО ЕЭС» к участию в инновационной деятельности	284
11.5. Иные организационные механизмы, составляющие систему управления инновационной деятельностью	287
§ 12. Финансирование Программы	293
§ 13. Индикаторы (показатели) инновационного развития компании и оценка эффективности реализации программы	296
ПРИЛОЖЕНИЯ	305

ПАСПОРТ

Паспорт Программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года

1.	Наименование программы	Программа инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года
2.	Дата принятия решения о разработке программы	– поручение Президента Российской Федерации от 31.01.2011 по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России (от 07.02.2011 № Пр-307); – протокол заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2011 № 102; – решение Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 03.08.2010 № 4
3.	Ответственный исполнитель программы	ОАО «СО ЕЭС»
4.	Основные разработчики программы	ОАО «СО ЕЭС», ОАО «НИИПТ»
5.	Связанные документы	Концепция программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года, утвержденная решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2011 (протокол № 102)
6.	Цели программы	1. Инновационное развитие технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. 2. Развитие и совершенствование инструментов, создаваемых специально для поддержки осуществляемых функций по оперативно-диспетчерскому управлению, на принципах отбора и экономически обоснованного применения лучших отечественных и зарубежных технологий, технических решений, новейшего оборудования и приборов, средств измерений и телекоммуникаций, иных продуктов, совместимых со средствами, компетенциями и деятельностью по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими

7.	Задачи программы	<p>1. Организация разработки идей по развитию, качественно новому усовершенствованию средств, компетенций и деятельности по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими, проведение в этих целях научно-технических разработок и исследований, проектных и опытно-конструкторских работ.</p> <p>2. Обеспечение трансформации полученных идей, результатов НИОКР, проектных работ в технологически новые или качественно усовершенствованные принципы, алгоритмы, способы, процессы расчетов, анализа электроэнергетических режимов и управления ими.</p> <p>3. Организация внедрения инновационных решений в практическое оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России через производственно-технологическую деятельность Системного оператора.</p> <p>4. Совершенствование технологических деловых процессов и внедрение новых методов в управлении на основе изучения лучших зарубежных практик, оригинальных разработок.</p> <p>5. Создание эффективной системы управления инновационной деятельностью и инновационным развитием ОАО «СО ЕЭС».</p> <p>6. Совершенствование кадровой и образовательной деятельности, профессионального мастерства диспетчерского и технологического персонала и обеспечение его готовности к решению задач по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике</p>
8.	Целевые индикаторы и показатели оценки эффективности реализации программы	<p>Группа 1. Показатели финансирования и результативности НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Объем финансирования НИОКР за счет собственных средств ОАО «СО ЕЭС» (в % к выручке, без учета бюджетных средств). 2. Количество патентов и иных нематериальных активов, поставленных на баланс по результатам НИОКР 3. Количество внедренных технологий, использующих результаты выполненных НИОКР <p>Группа 2. Показатели технологического лидерства:</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Доля программ для ЭВМ и баз данных, защи-

		<p>щенных свидетельствами о государственной регистрации, в общем количестве программ для ЭВМ и баз данных, правообладателем которых является ОАО «СО ЕЭС».</p> <p>5. Количество технических решений, принятых на основании предложений Системного оператора в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики.</p> <p>Группа 3. Показатели эффективности инновационной деятельности:</p> <p>6. Частота формирования планов балансирующего рынка, учитывающих актуализированное представление параметров энергосистемы и оперативных ценопринимающих заявок участников.</p> <p>Группа 4. Показатели результативности корпоративной системы управления инновациями:</p> <p>7. Количество студентов, обучаемых в ВУЗах по специализированным магистерским программам подготовки в рамках сотрудничества с ОАО «СО ЕЭС».</p> <p>8. Доля выпускников ВУЗов, обучавшихся по специализированным программам подготовки в рамках сотрудничества с ОАО «СО ЕЭС», избравших при трудоустройстве организации электроэнергетики.</p> <p>9. Объем финансирования НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии Системного оператора, выполняемых инновационными организациями малого и среднего бизнеса.</p> <p>10. Количество диссертационных работ, защищенных работниками ОАО «СО ЕЭС»</p>																
9.	Срок реализации программы	2011÷2016 годы и до 2020 года																
10.	Объем и финансирования программы	<p>Бюджет Программы до 2016 г.– 11 516,65 млн.руб. без НДС (собственные средства Общества), в том числе по годам:</p> <table border="1" data-bbox="635 1792 1484 2056"> <thead> <tr> <th>Год</th> <th>Инвест. программа</th> <th>Смета затрат</th> <th>Всего за год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2011</td> <td>573,65</td> <td>60,00</td> <td>633,65</td> </tr> <tr> <td>2012</td> <td>444,00</td> <td>405,99</td> <td>849,99</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>504,31</td> <td>461,44</td> <td>965,75</td> </tr> </tbody> </table>	Год	Инвест. программа	Смета затрат	Всего за год	2011	573,65	60,00	633,65	2012	444,00	405,99	849,99	2013	504,31	461,44	965,75
Год	Инвест. программа	Смета затрат	Всего за год															
2011	573,65	60,00	633,65															
2012	444,00	405,99	849,99															
2013	504,31	461,44	965,75															

		2014	544,66	471,54	1 016,19
		2015	588,22	509,26	1 097,48
		2016	635,28	550,00	1 185,28
		2017	686,10	594,00	1 280,10
		2018	740,99	641,52	1 382,51
		2019	800,27	692,85	1 493,12
		2020	864,29	748,27	1 612,56
		ИТОГО:	6 381,77	5 134,87	11 516,65
11.	Ожидаемые конечные результаты реализации программы и показатели социально-экономической эффективности	<p><u>I. Общесистемные эффекты ЕЭС России, получаемые по сравнению с децентрализованной формой организации электроэнергетики:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) повышение наблюдаемости и управляемости электроэнергетических режимов; 2) повышение точности расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости; 3) снижение аварийности на объектах электроэнергетики (электростанции, электрические сети) и повышение надежности функционирования ЕЭС России; 4) инновационное совершенствование системы оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, повышение устойчивости и непрерывности централизованного круглосуточного оперативно-диспетчерского управления в условиях чрезвычайных ситуаций; 5) оптимизация потребности в поддержании резервов мощности, оптимизация распределения нагрузок на оборудование; 6) создание и поддержание условий для функционирования электроэнергетических рынков; 7) создание и поддержание условий для обеспечения параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем зарубежных государств. <p><u>II. Повышение эффективности ЕЭС России как функционирующей электроэнергетической системы по ключевым параметрам:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Обеспечение качества электроэнергии (соответствия напряжения в контрольных пунктах и частоты действующим стандартам). 2) Поддержание нормального режима электриче- 			

		<p>ской части энергосистем, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – предотвращение возникновения и ликвидация аварийных небалансов активной мощности, недопустимых отклонений частоты и напряжений электрического тока; – предотвращение возникновения и ликвидация перегрузки оборудования, внешних и внутренних связей (сечений) зоны; – ликвидация асинхронных режимов, режимов синхронных качаний; – восстановление нормального режима после разделения энергосистемы. <p><u>III. Эффекты, достигаемые за счет совершенствования оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике:</u></p> <p>1) Повышение эффективности использования пропускной способности сети в целях дополнительной загрузки наиболее эффективных электростанций за счет:</p> <ul style="list-style-type: none"> – развития ПО оценивания состояния, расчета и анализа установившихся и переходных режимов; – создание новых видов ПО анализа вероятных аварийных событий, ввода режимных параметров энергосистемы в область допустимых значений, оптимального управления регулируемыми сетевыми элементами, адаптивного определения МДП мощности в электрических сетях. <p>2) Подготовка и реализация схемно-режимных условий изменения структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России за счет проведения и совершенствования КОМ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ввод в работу новых высокоэффективных генерирующих мощностей; – вывод из эксплуатации наиболее устаревшего, низкоэффективного оборудования. <p>3) Повышение качества электрической энергии (частоты электрического тока) за счет развития всех видов системных услуг:</p> <ul style="list-style-type: none"> – обеспечение текущих значений частоты электрического тока в пределах $50 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) при допустимости
--	--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p>отклонений значений частоты в пределах $50 \pm 0,2$ Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты за время не более 15 минут;</p> <ul style="list-style-type: none"> – улучшение частотных характеристик ЕЭС России. <p>4) Оптимизация управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение потребителей и генераторов за счет создания, реконструкции, модернизации комплексов и систем централизованного противоаварийного управления в энергосистемах.</p> <p>5) Обеспечение функционирования экономических механизмов, направленных на снижение количества аварийных и внеплановых отключений оборудования за счет стимулирования своевременного и качественного проведения регламентных работ по техническому обслуживанию энергетического оборудования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – мониторинг фактической готовности к работе генерирующего и электросетевого оборудования; – расчеты объемов мощности, фактически поставленной потребителям в рамках рынка мощности. <p>6) Снижение ввода ограничений режима потребления электроэнергии.</p> <p><u>IV. Качественно новое состояние системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в части:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – разработки и оснащения диспетчерских центров новейшими техническими средствами и интеллектуальными продуктами; – освоения новых компонентов технологии, в том числе совершенствования процедур КОМ и развития всех видов системных услуг; – мониторинга технологий и организации трансфера технологий из-за рубежа; – содействие развитию отечественных производителей в сфере электротехники, систем связи и управления; – подготовки и развития кадрового потенциала.
--	--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p><u>V. Реализация комплексных пилотных проектов:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – внедрения регистраторов СМРР на объектах диспетчеризации в операционных зонах ОЭС; – применения технологии векторных измерений для задач оперативного управления при создании СМЗУ в операционных зонах ОЭС; – телемеханического управления энергообъектами, обладающими свойствами подстанций нового поколения. <p><u>VI. Иные эффекты:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – повышение энергоэффективности и экологичности собственной инфраструктуры
--	--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Аннотация

Исходными условиями разработки настоящей Программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года (далее – Программа) являются приоритетные направления научно-технического прогресса в энергетическом секторе, определенные Энергетической стратегией России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 №1715-р, и современное понимание проблем оперативно-диспетчерского управления Единой энергетической системой России (далее – ЕЭС России), требующих инновационных решений.

Программа разработана на основании и в развитие Концепции программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года, утвержденной решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2011 (протокол № 102), далее – Концепция.

Программа конкретизирует идеи и положения об инновационном развитии технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, являющейся для ОАО «СО ЕЭС» (Системного оператора) единственной и исключительной, отраженные в Концепции.

В целях практической реализации идей и положений Концепции устанавливается комплекс научных, технологических, организационных, финансовых и иных целевых мероприятий, которые в совокупности направлены на:

разработку идей по развитию, качественно новому усовершенствованию средств, компетенций и деятельности по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими, проведение в этих целях научно-технических разработок и исследований, проектных и опытно-конструкторских работ;

трансформацию полученных идей, результатов НИОКР, проектных работ в технологически новые или качественно усовершенствованные принципы, алгоритмы, способы, процессы расчетов, анализа электроэнергетических режимов и управления ими;

внедрение инновационных решений в практическое оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России через производственно-технологическую деятельность Системного оператора.

Программа содержит описание планируемых мероприятий и практических действий с указанием в необходимых случаях количественных и качественных числовых параметров по каждой позиции в разрезе ключевых направлений инновационного развития компании, и включает в себя:

девять основных разделов, раскрывающих сведения о направлениях инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»:

- 1) Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) и проектные работы по развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС

России; внедрение инновационных решений в практику оперативно-диспетчерского управления (шесть подразделов, раскрывающих сведения о ключевых направлениях инновационного развития технологии Системного оператора);

- 2) Научно-техническое сотрудничество;
- 3) Освоение новых компонентов технологии;
- 4) Инновации в технологических бизнес-процессах;
- 5) Развитие системы контроля качества (технического контроля);
- 6) Инновации в информационных технологиях (ИТ);
- 7) Инновации в технологиях обеспечения безопасности и функционирования инженерных систем;
- 8) Кадровая и образовательная деятельность;
- 9) Энергосбережение, энергоэффективность, экологичность;

три раздела, содержащих информацию об организационных механизмах, обеспечивающих подготовку и реализацию мероприятий по ключевым направлениям инновационного развития ОАО «СО ЕЭС»;

- 10) Система управления инновационной деятельностью, включая системы и механизмы:

- управления знаниями;
- управления интеллектуальной собственностью;
- стимулирования участия работников ОАО «СО ЕЭС» в инновационной деятельности;
- организации инновационного развития дочерних и зависимых обществ (ДЗО);
- организационного взаимодействия с высшими учебными заведениями (ВУЗами), научными организациями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса;
- совершенствования управленческой структуры, координирующей и обеспечивающей инновационную деятельность;
- сбора, обработки, анализа информации о состоянии инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и контроля исполнения Программы;
- совершенствования локальных нормативных актов, регулирующих вопросы инновационной деятельности, в том числе актуализации Программы на ежегодной основе с учетом подведения итогов и оценки результатов, достигаемых в ходе ее реализации, и, при необходимости, актуализации Концепции;

- 11) Финансирование Программы;

- 12) Интегральные показатели инновационного развития (KPI);

приложения, определяющие конкретные мероприятия и показатели инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2012 годы, формат ежегодной отчетности о реализации Программы, иные данные для реализации Программы.

Мероприятия и практические действия, предусмотренные Программой, в комплексе обеспечивают «прорывное» развитие технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и являются локомотивом инвестиционного процесса ОАО «СО ЕЭС». Результаты инновационных работ определяют последующее изменение подходов к производственно-технологической деятельности, вносимые изменения в нормативную документацию, выполняемые проектные работы, и, в конечном счете, основные капитальные вложения в создание и модернизацию профильных материальных и нематериальных активов в составе имущественного комплекса Системного оператора, предназначенного для обеспечения надежного функционирования системы оперативно-диспетчерского управления и решение задач, стоящих перед ОАО «СО ЕЭС», на передовом научном и техническом уровне.

Все представленные в разделах Программы мероприятия и практические действия имеют обязательный характер и подлежат безусловному исполнению в соответствии с установленными показателями. Для персонала структурных подразделений исполнительного аппарата и филиалов ОАО «СО ЕЭС» Программа имеет силу организационно-распорядительного документа прямого действия, отчетность об исполнении которого представляется Совету директоров ОАО «СО ЕЭС» на ежегодной основе, а также в уполномоченные федеральные органы исполнительной власти в соответствии с установленными требованиями.

При разработке Программы учтены:

Рекомендации по разработке программ инновационного развития компаний с государственным участием, утвержденные Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям 03.08.2010 (протокол № 4);

Методические материалы по разработке программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий, направленными письмом Минэкономразвития России от 28.01.2011 № 1338-ОФ/Д19 «Об утверждении методических материалов по разработке программ инновационного развития», письмом Минэнерго России от 07.02.2011 № АШ-926/02 «О методических материалах по разработке программ инновационного развития».

§ 1. Функциональные направления и функциональные задачи технологической деятельности Системного оператора в инновационной среде развития российской электроэнергетики

1.1. Миссия, функциональные направления и задачи технологической деятельности Системного оператора ЕЭС России

1.1.1. Миссия и функциональные направления технологической деятельности Системного оператора

Миссия Системного оператора заключается в реализации четырех основных взаимосвязанных функций:

1) централизованное круглосуточное и непрерывное управление взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетический режим ЕЭС России;

2) планирование отключений в схемах электрических соединений для проведения ремонтов основного электроэнергетического оборудования генерирующих и сетевых компаний;

3) обеспечение перспективного развития ЕЭС России с учетом требований устойчивости и надежности, в том числе с учетом необходимости синхронизации строительства (реконструкции) генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства и их скоординированного ввода в эксплуатацию;

4) обеспечение единства и эффективной работы технологических механизмов оптового рынка электрической энергии и мощности, розничных рынков электрической энергии.

Функциональными направлениями технологической деятельности Системного оператора, через которые реализуется его миссия, являются:

- непрерывное поддержание баланса электрической мощности в ЕЭС России;
- обеспечение надежности и безопасности функционирования ЕЭС России;
- математическое моделирование режимов ЕЭС России;
- обеспечение профессиональной готовности диспетчерского персонала к решению задач оперативно-диспетчерского управления.

1.1.2. Непрерывное поддержание баланса электрической мощности в ЕЭС России: ключевые деловые процессы и значение

Непрерывное поддержание баланса электрической мощности в ЕЭС России реализуется путем регулярного решения группы специфических функциональных задач, упреждающих управляемые события во времени. Решение каждой функциональной задачи осуществляется в результате выполнения четко описанного и регламентированного делового процесса.

Ключевыми деловыми процессами Системного оператора по непрерывному поддержанию баланса электрической мощности в ЕЭС России являются:

№ 1. Подготовка обоснований по реконструкции существующих и сооружению новых объектов электроэнергетики с определением приоритетов в реализации проектов на основе разработки перспективной математической модели энергосистемы и анализа перспективных ограничений.

№ 2. Разработка балансов электрической энергии и мощности на неделю, месяц, год и долгосрочную перспективу с учетом результатов анализа фактических показателей балансов и расчетных данных на перспективу.

№ 3. Составление скоординированных месячных и годовых графиков ремонта объектов диспетчеризации на основе предложений собственников.

№ 4. Рассмотрение диспетчерских заявок на вывод в ремонт объектов диспетчеризации с учетом месячных графиков и реальной схемно-режимной ситуации.

№ 5. Разработка оптимального диспетчерского графика.

№ 6. Определение и выдача оптимальных управляющих воздействий (диспетчерских команд и распоряжений) для изменения электроэнергетического режима энергосистемы на основании заданного диспетчерского графика, данных контроля электроэнергетического режима, имеющейся информации о предстоящих плановых и неплановых ремонтах объектов диспетчеризации, другой информации, влияющей на надежность функционирования энергосистемы.

№ 7. Автоматическое управление электроэнергетическим режимом энергосистемы посредством АРЧМ.

Результатами перечисленных деловых процессов являются схемы и планы перспективного развития энергосистем, планы ремонтного обслуживания оборудования, плановые балансы электроэнергии и мощности, плановые диспетчерские графики, диспетчерские команды, сигналы систем автоматического управления генерацией.

Указанные результаты составляют основу полезной деятельности Системного оператора и ее непосредственную ценность как для электроэнергетики, так и всего народного хозяйства в целом. Непрерывное поддержание баланса электрической мощности в ЕЭС России обеспечивает технологическую возможность:

генерирующим компаниям – вырабатывать электроэнергию на объектах генерации, оказывать услуги по обеспечению системной надежности;

потребителям – принимать электроэнергию нормативного качества в точках присоединения энергопринимающих устройств;

предприятиям электрических сетей и субъектам генерации – своевременно обслуживать электроэнергетическое оборудование, разрабатывать системно-согласованные планы своего перспективного развития.

Критерии и порядок оценки экономической эффективности оперативных диспетчерских команд и распоряжений Системного оператора устанавливаются правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

Обеспечение надежного энергоснабжения и экономической эффективности оперативных диспетчерских команд и распоряжений является приоритетом при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Условием любых действий Системного оператора является выбор экономически наиболее эффективного решения, которое обеспечивает безопасное и безаварийное функционирование технологической инфраструктуры электроэнергетики и качество электрической энергии, соответствующие требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным иными нормативными актами.

1.1.3. Обеспечение надежности и безопасности функционирования ЕЭС России: ключевые деловые процессы и значение

Ключевыми деловыми процессами Системного оператора по обеспечению надежности и безопасности функционирования ЕЭС России являются:

№ 8. Определение области допустимых электроэнергетических режимов энергосистемы (совокупности граничных условий и технических ограничений).

№ 9. Подготовка режимных указаний с учетом плановых и внеплановых ремонтов объектов диспетчеризации, аварийных отключений.

№ 10. Определение принципов действия, разработка технических решений, координация настройки устройств противоаварийной, режимной автоматики.

№ 11. Задание объемов и настройки АЧР, объемов графиков аварийного ограничения режима потребления, контроль реализации.

№ 12. Разработка технических решений, расчет уставок и обеспечение координации настройки РЗА в энергосистеме.

1.1.4. Математическое моделирование режимов ЕЭС России

Планирование электроэнергетического режима ЕЭС России как одной из крупнейших и сложнейших энергосистем, равно как и управление электроэнергетическими режимами ЕЭС России невозможны без использования самых современных средств математического моделирования и информационного обеспечения.

Ключевыми деловыми процессами Системного оператора по математическому моделированию режимов ЕЭС России являются:

№ 13. Создание и сопровождение математических моделей энергосистемы.

№ 14. Формирование на основе первичной информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации сведений о реальном элек-

троэнергетическом режиме энергосистемы и автоматическое создание баз данных для моделирования и анализа режима.

1.1.5. Обеспечение профессиональной готовности диспетчерского персонала к решению задач оперативно-диспетчерского управления

Надежность функционирования системы централизованного оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России определяется не только достигнутым уровнем техники и технологии, но и иными элементами, одним из которых является профессиональная деятельность персонала.

Целевая установка политики Системного оператора по управлению персоналом заключается в повышении надежности деятельности персонала, обеспечении роста профессиональной готовности решать задачи эффективного функционирования системы оперативно-диспетчерского управления, исключения случаев возникновения аварийных ситуаций и нарушений по вине персонала ОАО «СО ЕЭС».

Профессиональная готовность персонала достигается решением функциональных задач в рамках следующих ключевых деловых процессов Системного оператора:

№ 15. Организация работы с персоналом в соответствии с правилами, установленными приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49 (формы работы с персоналом – инструктажи, проверки знаний, контрольные тренировки, стажировки, дублирование, организация профессионального дополнительного образования, др.).

№ 16. Проведение предаттестационной подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, в соответствии с приказом Минпромэнерго России от 20.07.2006 № 164.

№ 17. Тренажерная подготовка диспетчерского персонала.

Тренажерная подготовка является специальной формой работы с диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС», осуществляемой с применением уникальных обучающих и контрольных автоматизированных программных комплексов – тренажеров, совершенствование и развитие которых на базе отечественных разработок рассматривается как важная задача инновационного развития ОАО «СО ЕЭС».

1.2. Направления инновационного развития единой технологии Системного оператора на 2011÷2016 годы и до 2020 года. Инструментарий инновационного развития и организационные механизмы, обеспечивающие реализацию Программы

1.2.1. Устанавливаются следующие ключевые направления инновационного развития технологии Системного оператора на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года, по которым реализуется настоящая Программа (табл.1):

Таблица 1

№	Направление инновационного развития	НИОКР, проектные и иные работы инновационного характера
1.	Создание и развитие систем режимной автоматики	<ul style="list-style-type: none"> – Создание программно-аппаратного комплекса ЦС АРЧМ Кольского РДУ. – Модификация ПО ЦКС АРЧМ ЕЭС для подключения ГЭС и энергоблоков тепловых электрических станций, а также модификация алгоритмов, используемых в централизованных системах АРЧМ. – Создание унифицированных ПО ЦКС / ЦС АРЧМ, функционирующих на базе СК-2007, и модификация ПО ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ОЭС Юга, ОЭС Востока, ОЭС Сибири, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада с учетом требований Стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования». – Разработка алгоритмов управления передачами и вставками постоянного тока для целей АРЧМ и требований к информационному обеспечению; реализация проектов управления передачами и вставками постоянного тока. – Увеличение количества объектов управления, подключаемых к ЦС / ЦКС АРЧМ. – Автоматизация задания уставок по активной мощности в автоматике ограничения перетока (АОП) ЦС / ЦКС АРЧМ.
2.	Создание и развитие систем противоаварийной автоматики	<ul style="list-style-type: none"> – Повышение адаптивности противоаварийного управления с целью минимизации управляющих воздействий: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Создание ЦСПА третьего поколения, обладающей новым качеством расчета управляющих воздействий по условиям обеспече-

		<p>ния динамической устойчивости.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Внедрение ЦСПА в ОЭС Востока, ОЭС Сибири, ОЭС Северо-Запада на принципах тиражирования универсального технического решения, что позволит оптимизировать эксплуатационные затраты на техническое сопровождение отдельных экземпляров ЦСПА. ➤ Внедрение координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА) ЕЭС России для координации действия ЦСПА энергосистем с целью оптимизации параметров настройки ЦСПА и минимизации управляющих воздействий. <ul style="list-style-type: none"> – Повышение надёжности и эффективности устройств ПА на объектах электроэнергетики ЕЭС России за счет перевода электромеханических и микроэлектронных устройств на объектах электроэнергетики ЕЭС России на микропроцессорную элементную базу. – Повышение эффективности противоаварийного управления региональных энергосистем за счет разработки и реализации технико-экономических обоснований реконструкции систем ПА региональных энергосистем. – Разработка технологических алгоритмов и программного обеспечения новых видов адаптивных систем автоматического противоаварийного управления, обеспечивающих: <ul style="list-style-type: none"> ➤ учет более широкого круга опасных явлений в энергосистемах, таких как низкочастотные электромеханические колебания, лавина напряжения и других, идентифицируемых и предотвращаемых действием систем адаптивного противоаварийного управления; ➤ расширение арсенала управляющих воздействий систем противоаварийного управления для повышения их эффективности и адекватности возмущениям, например, использование импульсной разгрузки турбин, управление активными элементами регулирования режимов электрической сети FACTS, др.
3.	Создание и развитие системы мониторинга переходных режимов (СМНР) в ЕЭС России	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка алгоритмов, методов и программного обеспечения обработки информации, полученной с регистраторов СМНР: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Разработка методики и алгоритма идентификации возникновения низкочастотных колебаний в энергосистеме и их характеристик; ➤ Разработки алгоритмов мониторинга динамических свойств энергосистемы; ➤ Разработка алгоритмов оценки тяжести элект-

		<p>трического режима;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Определение динамических свойств энергосистемы. Разработка алгоритма идентификации нерегулярных колебаний параметров электроэнергетического режима, в том числе потоков мощности. ➤ Оценка частотных характеристик энергосистемы. ➤ Разработка методики и алгоритма идентификации аварийных ситуаций для предотвращения каскадных аварий. ➤ Разработка технических требований к программному комплексу «Советчика диспетчера». <p>– Разработка НТД по развитию СМПР в ЕЭС России: проектной документации, требований по развитию технических средств, информационной инфраструктуры, др.:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Разработка методики управления режимами в условиях внедрения управляемых сетевых элементов, FACTS. ➤ Разработка системных проектов создания СМПР в операционных зонах ОДУ Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги. <p>– Развитие технологии векторного измерения параметров для решения задач управления нормальными и аварийными режимами ЕЭС;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Разработка и создание программно-аппаратных комплексов оценки тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе СМПР; ➤ Разработка программных модулей АС СИ СМПР для сбора информации с концентраторов данных о параметрах электрических режимов; <p>– Развитие системы мониторинга системных регуляторов в части автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.</p> <p>– Развитие системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Внедрение СМЗУ в операционных зонах всех филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ.</p> <p>– Организация размещения технических устройств СМПР на объектах электроэнергетики ЕЭС России не менее 300 дополнительных регистраторов на оборудовании:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ ОАО «Концерн «Росэнергоатом» (9 АЭС); ➤ ОЭС Сибири (до 15 подстанций ОАО «ФСК ЕЭС»); ➤ Краснодарской ТЭЦ;
--	--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Киришской ГРЭС; ➤ Северо-Западной ТЭЦ; ➤ ТЭС УГМК; ➤ ПС 500 кВ Бугульма, ПС 500 кВ Кубанская; ➤ расширение СМПР ПС 750 кВ Ленинградская, ПС 1150 кВ Алтай, Саяно-Шушенской ГЭС. <p>– Применение регистраторов, удовлетворяющих требованиям международных стандартов IEEE C37.118.1 (в части соответствия требованиям точности измерений в ходе нестационарных процессов) и IEEE C37.118.2 (регламентация протоколов передачи измерений) для применения в качестве низовых устройств в системах автоматического режимного и противоаварийного управления ЕЭС России (WACS, WAPS):</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Испытания прототипов регистраторов на электродинамической модели ЕЭС России в ОАО «НИИПТ»; ➤ Пилотный проект внедрения регистратора второго поколения в операционной зоне ОДУ Урала на 3-4 объектах; ➤ Создание СМПР в ОЭС Северо-Запада на базе модернизированного цифрового регистратора аварийных процессов
4.	Совершенствование средств и деятельности по выбору состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО)	<ul style="list-style-type: none"> – Задание дополнительных ограничений, относящихся к группам энергоблоков (генераторов). – Задание требований к объемам резервов первичного (РПР), вторичного (РВР) и третичного (РТР) регулирования. – Общая настройка штрафных функций модели. – Резервирование пропускной способности сечений. – Моделирование ВСВГО для неблочных ТЭЦ и/или неблочных частей ТЭЦ, а также для турбоагрегатов с отборами пара для внешних потребителей. – Моделирование пуска блока с учетом различных тепловых состояний. – Учет технологических особенностей пусковых операций и режимов работы ПГУ. – Учет технологических особенностей дубль-блоков. – Дифференциация заявок по суткам в рамках интервала расчета ВСВГО. – Реализация интерфейса загрузки информации по команде оператора из программно-аппаратного комплекса «Обмен информацией с участниками рынка» по заданным в интерфейсе объектам генерации и периоду времени; помещение загруженной информации в базу данных ВСВГО с заменой/

		<p>корректировкой соответствующих данных, ранее загруженных из расчетной модели.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Реализация дополнительных функций в части проверки и анализа исходных данных ВСВГО (отображение иерархии объектов, параметров отдельных единиц генерирующего оборудования и групп генерирующего оборудования, просмотра и коррекции состояния единиц генерирующего оборудования в период, предшествующий расчетному, др.). – Разработка механизма анализа результатов расчета ВСВГО (причин пусков/остановов генерирующего оборудования) в интерфейсе пользователя по алгоритму «что если?». – Общая оптимизация процесса расчета с целью увеличения скорости расчета на основном многопроцессорном сервере ВСВГО
5.	Совершенствование средств и деятельности по расчету и анализу электрических режимов	<ul style="list-style-type: none"> – Разработка программного обеспечения для автоматического расчета и анализа электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях (режимы «N-1», «N-2»). – Разработка программного обеспечения «Ввод режима в допустимую область». – Совершенствование программного комплекса расчета установившихся режимов и статической устойчивости. – Создание программного комплекса расчета динамической устойчивости.
6.	Совершенствование средств и деятельности по перспективному планированию электрических режимов	<ul style="list-style-type: none"> – Расчеты и анализ перспективных электроэнергетических режимов, разработка перспективных расчетных моделей ЕЭС России и региональных энергосистем субъектов Российской Федерации.

1.2.2. При реализации мероприятий Программы по инновационному развитию технологии Системного оператора на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года используется следующий инструментарий инновационного развития, реализованный в ОАО «СО ЕЭС» (табл.2):

Таблица 2

№	Направления деятельности	Инструменты инновационного развития
7.	Развитие научно-технического сотрудничества	<ul style="list-style-type: none"> – Участие в проекте PEGASE. – Участие в НП «НТС ЕЭС». – Развитие международных научно-технических связей: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Участие в Энергодialoge Россия – Европейское Сообщество; ➤ Участие в Международном Совете по большим электрическим системам высокого на-

		<p>пряжения СИГРЭ;</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Участие в Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем VLPGO; ➤ Взаимодействие с Европейским сообществом операторов магистральных сетей ENTSO-E.
8.	Освоение новых компонентов технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России	<ul style="list-style-type: none"> – Организация отбора исполнителей услуг по обеспечению системной надежности, заключение с ними договоров на оказание услуг по обеспечению системной надежности, выполнение мероприятий по фактическому оказанию этих услуг. – Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка, поддержка торговых процедур, сопровождение рынка и отчетности. – Организация конкурентных отборов мощности (КОМ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).
9.	Инновации в технологических бизнес процессах	<ul style="list-style-type: none"> – Улучшение управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления. – Улучшение управляемости ЕЭС России за счет применения систем телеуправления оборудованием из диспетчерских центров Системного оператора. – Разработка и сопровождение проектов нормативных правовых актов, документов по взаимодействию с субъектами электроэнергетики, стандартов, нормативной технической и другой документации по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике. – Усовершенствование механизмов взаимодействия с энергосистемами зарубежных государств при их параллельной работе с ЕЭС России.
10.	Развитие системы контроля качества (технического контроля)	<ul style="list-style-type: none"> – Совершенствование деятельности по сбору и систематизации информации об авариях в электроэнергетике России. – Совершенствование инструментария для идентификации и оценки обстоятельств, создающих риски нарушения электроснабжения в операционных зонах диспетчерских центров Системного оператора. – Автоматизация процесса сбора и обработки информации о топливообеспечении электростанций
11.	Инновации в информационных технологиях (ИТ)	<ul style="list-style-type: none"> – Реализация проекта SCADA/EMS. – Модернизация оперативного информационного комплекса (ОИК) СК-200х. – Создание Единого территориально-распределенного корпоративного Центра обработ-

		<p>ки данных (ЕТРК ЦОД) ОАО «СО ЕЭС» на базе типовых модулей филиалов.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Создание Системы мониторинга и управления корпоративными ИТ-инфраструктурой и ИТ-сервисами (ИТ-услугами). – Развитие многопользовательских средств и систем отображения схем и актуальных параметров электроэнергетического режима операционных зон диспетчерских центров в реальном времени
12.	Инновации в технологиях обеспечения безопасности и функционирования инженерных систем	<ul style="list-style-type: none"> – Создание программно-аппаратных комплексов централизованного мониторинга и управления системами безопасности и инженерными системами объектов ОАО «СО ЕЭС». – Создание единой системы мониторинга систем безопасности всех объектов ОАО «СО ЕЭС» и ситуационного управления в критичных и чрезвычайных ситуациях. – Модернизация и развитие комплекса технических средств безопасности
13.	Профессиональная готовность персонала. Кадровая и образовательная деятельность	<ul style="list-style-type: none"> – Тренажерная подготовка диспетчерского и технологического персонала Системного оператора. – Подготовка, переподготовка, повышение квалификации персонала. – Автоматизация контроля предаттестационной подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике. – Работа с кадровым резервом. – Подготовка молодых специалистов. – Формирование мотивации к профессиональной деятельности, связанной с оперативно- диспетчерским управлением в электроэнергетике, средствами корпоративной культуры
14.	Энергосбережение, энергоэффективность, экологичность	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности. – Мероприятия по повышению экологичности собственной инфраструктуры

1.2.3. К организационным механизмам, обеспечивающим реализацию настоящей Программы, относятся (табл.3):

Таблица 3

№	Направление деятельности, обеспечивающее инновационное развитие	Организационные механизмы и мероприятия
15.	Совершенствование системы управления инновационной	– Организационное взаимодействие с ВУЗами, научными организациями, инновационными органи-

	деятельностью	<p>зациями малого и среднего бизнеса.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Инновационное развитие дочерних и зависимых обществ (ДЗО). – Совершенствование системы управления интеллектуальной собственностью. – Создание механизмов стимулирования работников ОАО «СО ЕЭС» к участию в инновационной деятельности. – Совершенствование организационной структуры, обеспечивающей и координирующей инновационную деятельность. – Создание системы управления знаниями. – Осуществление контроля и предоставление отчетности о ходе реализации программы. – Организация раскрытия информации об инновационном развитии компании. – Совершенствование внутренней нормативной базы по вопросам организации инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС».
16.	Финансово-экономическая деятельность	Определение источников и порядка финансирования мероприятий Программы
17.	Оценка эффективности инновационного развития	<ul style="list-style-type: none"> – Установление интегральных показателей инновационного развития (КРІ); – Расчеты (определение) значений установленных интегральных показателей инновационного развития (КРІ) при подготовке ежегодной отчетности об исполнении Программы

Схематично модель инновационного развития, реализуемая ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с настоящей Программой, представлена на рис.1.



Модель инновационного развития, реализуемая ОАО «СО ЕЭС»

ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ОАО «СО ЕЭС»

Ключевые направления инновационного развития технологии Системного оператора

1. Создание и развитие систем режимной автоматики
2. Создание и развитие систем противоаварийной автоматики
3. Создание и развитие СМНР
4. Совершенствование средств и деятельности по ВСВГО
5. Расчеты и анализ электрических режимов
6. Перспективное планирование электрических режимов

**НИОКР,
проектные и
иные работы**

**НИОКР,
проектные и
иные работы**

Инструментарий инновационного развития, реализованный в ОАО «СО ЕЭС»

1. Развитие научно-технического сотрудничества
2. Освоение новых компонентов технологии
3. Инновации в технологических бизнес-процессах
4. Развитие системы контроля качества (технического контроля)
5. Инновации в ИТ
6. Инновации в технологиях обеспечения безопасности и функционирования инженерных систем
7. Профессиональная готовность персонала. Кадровая и образовательная деятельность
8. Энергосбережение, энергоэффективность, экологичность

Мероприятия

Мероприятия

Организационные механизмы, обеспечивающие инновационное развитие

1. Совершенствование системы управления инновационной деятельностью
2. Финансово-экономическое обеспечение
3. Оценка эффективности инновационного развития

Мероприятия

Показатели

Рисунок 1. – Структура инновационного развития технологии Системного оператора

1.3. Соответствие приоритетам государственной научно-технической и инновационной политики

Программа инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» строится в соответствии с приоритетами государственной научно-технической и инновационной политики.

1.3.1. Соответствие Энергетической стратегии России.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 №1715-р, определяет приоритетные направления научно-технического прогресса в энергетическом секторе, в том числе по направлению «Электроэнергетика», непосредственно связанные с деятельностью ОАО «СО ЕЭС». К ним относятся:

- создание высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчетными системами принятия решений;
- создание высоконадежных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;
- создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни ЕЭС России.

Пути, порядок решения указанных задач отражаются в разделах настоящей Программы.

1.3.2. Применяемые технологии и их соответствие Перечню критических технологий Российской Федерации, утвержденному Президентом Российской Федерации 21.05.2006 № Пр-842.

ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор) применяет технологию централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Указанная технология, являющаяся для ОАО «СО ЕЭС» единственной и исключительной, составляет технологическую основу функционирования ЕЭС России (пункт 1 статьи 5 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»). Описание указанной технологии приведено в Концепции программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011 – 2016 годы и на период до 2020 года, утвержденной решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2011 (протокол № 102). Полный текст Концепции размещен на официальном сайте ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru в разделе «О компании» / «Инвестиционная программа» / «Инновационное развитие».

В Перечень критических технологий Российской Федерации не включена.

1.3.3. Соответствие научных исследований и разработок Приоритетным направлениям развития науки, технологий и техники в Российской Федерации, утвержденным Президентом Российской Федерации 21.05.2006 № Пр-843.

Научные исследования и разработки, предусмотренные настоящей Программой, соответствуют направлению «Энергетика и энергосбережение» Приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации, утвержденных Президентом Российской Федерации 21.05.2006 № Пр-843, в части, относящейся к разработке и внедрению передовых аппаратных и программных средств мониторинга и управления электроэнергетическими системами, расчетов, анализа и регулирования электроэнергетических режимов, программного обеспечения для перспективного моделирования работы ЕЭС России.

1.3.4. При планировании мероприятий по инновационному развитию ОАО «СО ЕЭС» учитываются приоритетные направления, определяемые Комиссией при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России.

При необходимости ОАО «СО ЕЭС» вправе выступить с инициативой и ходатайствовать перед Минэнерго России об определении приоритетных направлений, связанных с деятельностью Системного оператора, в том числе о расширении перечня, предусмотренного Энергетической стратегией России на период до 2030 года, для последующего представления предложений на рассмотрение Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России.

1.4. Интеграция программы в бизнес-стратегию развития Общества

В соответствии с Рекомендациями по разработке программ инновационного развития компаний с государственным участием, утвержденными Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям 03.08.2010 (протокол № 4), должна быть сформулирована бизнес-стратегия развития Общества, в которую интегрируется программа инновационного развития.

Для ОАО «СО ЕЭС» указанное требование выполнено.

В соответствии с пунктом 2 статьи 11 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» целью деятельности системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является обеспечение надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным иными нормативными актами, и принятие мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничных рынках.

Системный оператор – специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в пределах ЕЭС России и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы, в том числе потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой (пункт 1 статьи 12 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

На уровне нормативных правовых актов Российской Федерации установлены принципы, правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, функции Системного оператора, его организационно-правовая форма, условие о 100 % участии Российской Федерации в его уставном капитале, требования о недискриминационном доступе к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, а также ограничения, налагаемые на осуществление Системным оператором иных видов деятельности.

Таким образом, миссия и стратегия развития ОАО «СО ЕЭС» определяются спецификой деятельности Системного оператора как инфраструктурного института электроэнергетики. В соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации специфика деятельности Системного оператора отражена в Уставе ОАО «СО ЕЭС»¹.

¹ – утвержден распоряжением Федерального агентства по управлению государственным имуществом от 30.06.2009 № 1252-р (в новой редакции)

На уровне Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» принимаются решения об определении приоритетных направлений деятельности Системного оператора.

Принято и действует Положение о технической политике ОАО «СО ЕЭС» на период до 2012 года, утвержденное решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 30.01.2009 (протокол № 77), раскрывающее:

- сведения о технологиях, применяемых в оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике;
- требования к имущественному комплексу ОАО «СО ЕЭС», обеспечивающему надлежащее исполнение всех законодательно установленных функций Системного оператора.

1.5. Формирование технологической дорожной карты

Технологическая дорожная карта представляет собой план, отражающий многоуровневую систему стратегического технологического развития компании в рамках единой временной шкалы, и содержит показатели экономической эффективности перспективных технологий и продуктов, обладающих высоким потенциалом спроса и привлекательными потребительскими свойствами. Технологическая дорожная карта, начиная с анализа и подбора сырья, оценивает возможности технологий по созданию и обеспечению ключевых потребительских свойств товара (продукции), позволяющие сформировать существенные конкурентные преимущества для него.

Создание технологических дорожных карт ориентировано, в первую очередь, на компании, выпускающие товары и продукцию с целью формирования коммерческого успеха на рынке.

«Дорожная карта» для целей ОАО «СО ЕЭС» может рассматриваться как документ, обобщающий мнение экспертного сообщества:

- о содержании и эффектах оперативно-диспетчерского управления в российской электроэнергетике;

- о направлениях, путях и перспективах инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на основе данных о развитии по каждому ее элементу;

- о направлениях, путях и перспективах усовершенствования Специальных инструментов поддержки во взаимосвязи с инновациями в технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России;

- об эффектах, достигаемых в результате инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС».

«Дорожная карта» описывает ключевые технологические процессы отрасли, от которых зависит и на которые влияет деятельность Системного оператора, и оценивает возможности их изменения в случае инновационных изменений техники и технологий в оперативно-диспетчерском управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

При формировании технологической дорожной карты для ОАО «СО ЕЭС» необходимо учитывать, что производственно-технологическая деятельность ОАО «СО ЕЭС» осуществляется через 66 диспетчерских центров Системного оператора, расположенных на всей территории ЕЭС России, и характеризуется **следующими особенностями**, отражающими ее специфику.

Во-первых, ОАО «СО ЕЭС» является субъектом естественной монополии в электроэнергетике, основу деятельности которого составляет технология централизованного оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, являющаяся единственной и исключительной.

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» определяет, что Системный оператор является специализированной организацией, осуществляющей единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченной на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Единая технология оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике составляет технологическую основу функционирования ЕЭС России (пункт 1 статьи 5 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике») и определяется Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.11.2004 № 851.

Совмещение деятельности по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике с деятельностью по производству, передаче или купле-продаже электрической энергии запрещено на законодательном уровне.

Во-вторых, производственно-технологическая деятельность ОАО «СО ЕЭС» носит целевой некоммерческий характер и фактически осуществляется в интересах неограниченного круга лиц.

Функции Системного оператора, определенные на законодательном уровне, определяются интересами обеспечения текущей и перспективной надежности ЕЭС России, соблюдения установленных параметров энергоснабжения и качества электрической энергии, функционирования инфраструктуры электроэнергетического рынка, принятия мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничных рынках.

В-третьих, вся производственно-технологическая деятельность ОАО «СО ЕЭС» строго регламентируется нормативными правовыми и иными актами, непосредственно связанными с организацией работ и технологиями, применяемыми в электроэнергетике, и определяется в соответствии с ними.

Формализация ключевых деловых процессов централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в технической документации (стандартах, регламентах, инструкциях, др.) является существенным условием организации производственно-технологической деятельности диспетчерских центров Системного оператора.

Технология централизованного оперативно-диспетчерского управления является эффективным самостоятельным инженерным решением и реализуется через трехуровневую иерархию диспетчерских центров Системного оператора (ИА СО ЕЭС – ОДУ – РДУ), обеспечивающую максимальное приближение диспетчерских центров к объектам диспетчеризации и, в том числе, живучесть ЕЭС России в случае ее разделения на части или выделения какой-либо операционной зоны на самостоятельную несинхронную работу.

Методика формирования технологических дорожных карт в настоящее время не утверждена и находится в стадии формирования. Согласно обще-

доступной информации, формирование технологической дорожной карты подразумевает выделение нескольких логических уровней: сырье, компоненты, технологии и технологические процессы с отображением ключевых взаимосвязей, продукция (товары), область применения, рынок сбыта, альтернативные технологии, оценка рисков и ключевые показатели эффективности.

Применительно к ОАО «СО ЕЭС» технологическая дорожная карта может, по сути, состоять только из одного компонента – технология и ключевые деловые процессы по функциональным направлениям технологической деятельности Системного оператора с отображением взаимосвязей и развития их во времени в соответствии с требованиями технических стандартов и регламентов, устанавливаемых нормативными актами. Подробное описание данного компонента технологической дорожной карты и методов (инструментов) достижения ОАО «СО ЕЭС» поставленных целей инновационного развития приведено в разделах 2 – 9 настоящей Программы.

Таким образом, технологическая дорожная карта ОАО «СО ЕЭС» может быть представлена схематично и графически в виде карты после утверждения соответствующей методики формирования технологических дорожных карт.

1.6. Участие в технологическом прогнозировании и деятельности технологических платформ

1.6.1. Участие в технологическом прогнозировании

ОАО «СО ЕЭС» участвует в деятельности по подготовке, проведению и использованию результатов долгосрочных научно-технологических прогнозов, организуемых федеральными органами исполнительной власти, в соответствии с заданиями и поручениями Минэнерго России и в объеме осуществляемых деловых процессов, в том числе:

подготовка обоснований по реконструкции существующих и сооружению новых объектов электроэнергетики с определением приоритетов в реализации проектов на основе разработки перспективной математической модели энергосистемы и анализа перспективных ограничений;

разработка балансов электрической энергии и мощности на неделю, месяц, год и долгосрочную перспективу с учетом результатов анализа фактических показателей балансов и расчетных данных на перспективу;

формирование на основе первичной информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации сведений о реальном электроэнергетическом режиме энергосистемы и автоматическое создание баз данных для моделирования и анализа режима.

Кроме того, деятельность по подготовке, проведению и использованию результатов долгосрочных научно-технологических прогнозов осуществляется в рамках научно-технического сотрудничества (раздел 3 настоящей Программы) и в рамках участия в деятельности технологических платформ (пункт 1.6.2 настоящей Программы).

Создание структурного подразделения ОАО «СО ЕЭС», ответственного за прогнозирование научно-технического развития, не предусматривается. Вместе с тем, функции по подготовке, проведению и использованию результатов долгосрочных научно-технологических прогнозов осуществляются:

определенными подразделениями в структуре исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» (Отдел научно-технического сотрудничества, Служба перспективного развития, Служба долгосрочного планирования энергетических режимов, Центр технологий параллельной работы, др.) в соответствии с решаемыми функциональными задачами;

научно-техническими подразделениями ОАО «НИИПТ», являющегося ДЗО ОАО «СО ЕЭС»;

Отделом инновационной деятельности в структуре исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС», к функциям которого относится координация участия подразделений и должностных лиц Общества в этой деятельности, в том числе с привлечением ВУЗов и сотрудников ОАО «СО ЕЭС», совмещающих работу с преподавательской деятельностью в ВУЗах.

1.6.2. Участие в деятельности технологических платформ

Порядок формирования перечня технологических платформ, утвержденный решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 03.08.2010 (протокол № 4), определяет технологическую платформу как коммуникационный инструмент, направленный на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов (услуг), на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, государства, гражданского общества), совершенствования нормативно-правовой базы в области научно-технического и инновационного развития.

Во исполнение решений Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 03.08.2010 Минэнерго России приступило формированию перечня технологических платформ в рамках своей компетенции. На совещании у заместителя Министра энергетики России А.Н. Шишкина от 02.11.2010 по вопросу «О создании технологических платформ в ТЭК России» были рассмотрены перспективы разработки четырех технологических платформ в сфере электроэнергетики:

- Интеллектуальная энергетическая система России;
- Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности;
- Перспективные технологии возобновляемой энергетики;
- Малая распределенная энергетика.

В результате проведенной работы по формированию технологических платформ Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям 01.04.2011 утвержден Перечень технологических платформ в Российской Федерации, содержащий в числе прочих четыре технологических платформы в сфере электроэнергетики:

№ п/п	Название технологической платформы	Организации – координаторы технологической платформы	Контактные данные
14.	Интеллектуальная энергетическая система России	ФГУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России	Юридический адрес: 101000, г. Москва, Лубянский пр-д, д.5, стр.1 Фактический адрес: 109074, г. Москва, Славянская пл., д. 4, стр. 2 E-mail: Konev@rosenergo.gov.ru Сайт: www.rosenergo.gov.ru Тел./факс: (495) 789-92-92 доб. 2028 (Конев Алексей Викторович, директор по инновациям)
15.	Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности	ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»)	Юридический и фактический адрес: 115280, Россия, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23, стр. 1.) E-mail: vti@vti.ru Сайт: www.vti.ru Тел.: 7 (495) 234 7630

№ п/п	Название технологической платформы	Организации – координаторы технологической платформы	Контактные данные
16.	Перспективные технологии возобновляемой энергетики	ОАО «РусГидро»	Юридический адрес: 660099, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Республики, д.51 Фактический адрес: 117393, г. Москва, ул. Архитектора Власова, д.51 E-mail: office@rushydro.ru , KalinkoOA@rushydro.ru Сайт: rushydro.ru Тел.: +7 (495) 225-32-32*1412, +7 (916) 223-68-67 Факс: +7 (495) 225-37-37
17.	Малая распределенная энергетика	ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» ОАО «ИнтерРАО ЕЭС» НП «Российское торфяное и биоэнергетическое общество»	Юридический и фактический адрес: 115533, Москва, пр. Андропова, д.22 E-mail: info@e-apbe.ru , noa@e-apbe.ru , korovko@e-apbe.ru Сайт: www.e-apbe.ru Тел.: (495)710-55-50 (495)710-59-06, (495)710-66-08

Вопрос об участии ОАО «СО ЕЭС» в технологических платформах решается с учетом интересов развития технологии централизованного оперативно- диспетчерского управления ЕЭС России, требующего всестороннего объединения усилий государства, бизнеса и науки при выработке приоритетов долгосрочного научно- технического развития электроэнергетической отрасли и системы оперативно- диспетчерского управления как ее инфраструктурного института.

Из утвержденных технологических платформ наибольший профессиональный интерес для деятельности ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с возлагаемыми задачами представляет участие в технологической платформе «Интеллектуальная энергетическая система России».

При формировании идеологии, целей и задач технологической платформы «Интеллектуальная энергетическая система России» приняты во внимание следующие факторы:

- нарастающий уровень износа оборудования и необходимость массовых инвестиций в реновацию основных фондов;
- ограниченность инвестиционных ресурсов для строительства новых энергетических объектов и развития сетевой инфраструктуры;
- снижение общего уровня надежности энергоснабжения;
- высокий уровень потерь при преобразовании, передаче и распределении энергии;
- существующая технологическая база энергетики практически исчерпала возможности повышения производительности оборудования;

- сдерживание развития сетевой инфраструктуры, в первую очередь, в районах с высокой плотностью населения, все более возрастающими техногенными и инфраструктурными рисками развития;
- общая тенденция к повышению уровня автоматизации процессов;
- появление и развитие новых технологий, устройств и материалов, нарастающие темпы и масштабы развития компьютерных и информационных технологий;
- повышение требований потребителей к набору и качеству услуг, а также информационной прозрачности взаимоотношений;
- необходимость снижения воздействия на окружающую среду, повышения энергоэффективности и энергосбережения.

В центре внимания данной технологической платформы находятся вопросы новой системы взглядов, определяющие требования к электроэнергетике будущего, подходы к их обеспечению путем создания необходимой для этого совокупности определенных функциональных свойств энергосистемы, принципов и их способов реализации (технологического базиса), инновационного преобразования энергетики в целом, а не отдельных ее функциональных или технологических сегментов.

Основными требованиями к энергетике будущего являются:

- Возможность потребителей участвовать в управлении спросом, а также продавать энергию, выработанную на собственном генерирующем оборудовании;
- Увеличение доли возобновляемой и распределенной генерации, работающих в составе ЕЭС России;
- Прозрачная система учета и расчета стоимости электроэнергии и сопутствующих инфраструктурных услуг;
- Повышение экономической эффективности генерации за счет гибкого управления;
- Переход на интеллектуальные технологии контроля, учета и диагностики производственных активов, позволяющих обеспечить их эффективное функционирование и эксплуатацию;
- Существенное повышение энергоэффективности на основе внедрения современных информационных технологий и систем управления.

Ключевым решением обозначенных задач является создание интеллектуальной энергетической системы (ИЭС), как совокупности энергоустановок производителей и/или потребителей электрической энергии, объединенных интеллектуальной сетью с иерархической высокоавтоматизированной системой управления.

ОАО «СО ЕЭС» выражает заинтересованность и согласие стать участником технологической платформы «Интеллектуальная электроэнергетическая система России» на условиях, определенных в меморандуме о ее образовании.

ОАО «СО ЕЭС» планирует принимать активное участие в создании и функционировании технологической платформы, в также в общих научно-исследовательских и экспериментальных проектах, которые будут реализованы в рамках технологической платформы «Интеллектуальная энергетическая система России», с целью применения полученных результатов для достижения стратегических целей инновационного развития ОАО «СО ЕЭС».

В ходе реализации программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» во взаимодействии с ТП ИЭС России планируется решение следующих задач:

- Участие в подготовке, проведению и использованию результатов долгосрочных научно-технологических прогнозов развития техники и технологий в электроэнергетике;
- Развитие механизмов и осуществление анализа технологических предложений инновационного бизнеса;
- Разработка концепции применения интеллектуальных технологий в оперативно-диспетчерской деятельности ОАО «СО ЕЭС»;
- Разработка среднесрочного и долгосрочного прогноза потребности в интеллектуальном оборудовании и технологиях для ОАО «СО ЕЭС»;
- Формирование и ведение базы данных инновационных технологий и оборудования для ОАО «СО ЕЭС» ;
- Разработка дорожной карты по внедрению интеллектуальных технологий в ОАО «СО ЕЭС»;
- Разработка среднесрочной программы внедрения интеллектуальных технологий в ОАО «СО ЕЭС», включая обоснование необходимого перечня основных компонентов, технических, информационных и управленческих решений и очередности их;
- Разработка программы подготовки специалистов в сфере интеллектуальных технологий для ОАО «СО ЕЭС».

Межотраслевой характер ТП «Интеллектуальная энергетическая система России» определяет широкий круг ее потенциальных участников. В настоящее время более 130 российских и зарубежных компаний выразили заинтересованность и готовность стать участниками платформы.

Координатором технологической платформы является ФГБУ «Российское энергетическое агентство» (РЭА).

Технологическая платформа «Интеллектуальная энергетическая система России» планирует проработку и тиражирование следующих технологий:

- Измерительные приборы и устройства;
- Усовершенствованные системы управления – распределенные интеллектуальные системы управления, аналитические инструменты;
- Усовершенствованные технологии и компоненты электрической сети;

- Интегрированные интерфейсы и системы принятия решений;
- Интегрированные системы коммуникации;
- Технологии постоянного тока, высокотемпературной сверхпроводимости, накопления энергии, полупроводниковые приборы, устройства FACTS.

В ближайшей перспективе будут получены следующие результаты ТП «ИЭС»:

- Стратегическое видение и дорожная карта реализации концепции ИЭС в России;
- Перечень основных российских компетенций, технологий и оборудования, конкурентоспособных на российском и мировом рынках;
- Долгосрочный прогноз потребности в оборудовании и технологиях ИЭС для российского рынка;
- Усиление выявленных конкурентных преимуществ и устранение технологических провалов в стратегических секторах экономики;
- Программа трансфера технологий и локализации производства;
- Программа подготовки специалистов в сфере интеллектуальных технологий.

Технологические платформы являются эффективным механизмом формирования видения будущего технологий и прогнозирования научно-технического развития отрасли.

§ 2. НИОКР, проектные и иные работы по развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Внедрение инновационных решений в практику оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

2.1. «Прорывные» направления НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года

НИОКР, проектные и иные работы по развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года проводятся по следующим «прорывным» направлениям, установленным Концепцией:

1. Интеграция ПО оценивания состояния ЭЭС в контуры оперативно-диспетчерского управления, анализа и планирования режимов, в т.ч. по направлениям:

анализ вероятных аварийных событий в энергосистеме, необходимый для принятия решений по планированию электроэнергетического режима и управлению им;

ввод режимных параметров энергосистемы в область допустимых значений;

оптимальное управление регулируемыми сетевыми элементами, в том числе источниками реактивной мощности, трансформаторами, новыми гибкими системами управления режимом и т.п.;

адаптивное к конкретной схемно-режимной ситуации определение максимально допустимых перетоков мощности в электрических сетях.

2. Развитие ПО оценивания состояния, расчета и анализа установившихся и переходных режимов, планирования:

разработка нового поколения ПО расчетов и анализа установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, электромагнитных переходных процессов в энергосистемах, обеспечивающего корректное моделирование режимов работы современного электросетевого и генерирующего оборудования;

использование данных регистраторов СМПП в ПО оценивания состояния;

создание новых видов ПО:

- «Анализ вероятных аварийных событий»;
- «Ввода режимных параметров энергосистемы в область допустимых значений»;
- «Оптимальное управление регулируемыми сетевыми элементами»;
- «Адаптивное определение МДП мощности в электрических сетях».

3. Организация размещения технических устройств СМПП на объектах электроэнергетики ЕЭС России (в настоящее время общее количество таких устройств в ЕЭС России порядка 70 экземпляров).

4. Переработка и развитие зарубежных технологий векторного измерения параметров для решения задач мониторинга и управления как нормальными, так и аварийными режимами ЕЭС России.

5. Разработка отечественных региональных адаптивных ЦСПА третьего поколения, использующих технологические алгоритмы противоаварийного управления, основывающиеся на точных методах расчета статической и динамической устойчивости.

6. Разработка системы мониторинга системных регуляторов (в части автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций).

7. Разработка технических решений, снимающих ограничение на дальнейшее расширение зоны ЕЭС России, защищаемой системами адаптивного противоаварийного управления (в настоящее время это ОЭС Средней Волги, Урала, Юга и Западной Сибири), в том числе:

разработка концептуальных вопросов развития системы автоматического противоаварийного управления ЕЭС России;

проведение НИР в части разработки методов моделирования энергосистем и расчёта электрических режимов, ориентированных на использование автоматических систем противоаварийного управления;

разработка методов и ПО для адаптивного определения параметров математических моделей и характеристик ЕЭС России, используемых в системах автоматического противоаварийного управления;

разработка технологических алгоритмов и ПО адаптивных систем автоматического противоаварийного управления, позволяющих расширить:

- круг опасных явлений в энергосистемах (низкочастотные электро-механические колебания, лавина напряжения, др.), идентифицируемых и предотвращаемых действием систем адаптивного противоаварийного управления;
- арсенал управляющих воздействий систем противоаварийного управления, повышающий их эффективность и адекватность возмущениям: импульсная разгрузка генераторов, управление активными элементами регулирования режимов электрической сети (FACTS, вставки и передачи постоянного тока, др.);

модернизация и совершенствование устройств и комплексов противоаварийного управления на базе современных IT технологий, элементов активного регулирования режимов электрических сетей, систем векторных измерений параметров режима (WAMS).

8. Разработка и внедрение в ЕЭС России автоматической системы, гармонично реализующей функции АРЧМ и AGC, учитывающей особенности энергетического оборудования и электроэнергетических режимов ЕЭС России, в том числе:

- реализация пилотного проекта, определяющего функционал и оптимальную архитектуру стартовой пилотной системы AGC, требования к техническим решениям, состав генераторов, привлекаемых к работе под управлением пилотной AGC;
- опытный образец AGC, построенный на основании решений пилотного проекта;
- опытно-промышленные и промышленные технические решения для ЕЭС в целом.

9. Инновационное развитие систем режимной автоматики (РА) в ЕЭС России:

- разработка идеологии комплексного построения систем РА;
- проведение НИР в области разработки принципов, методов и алгоритмов оптимального управления электроэнергетическими режимами работы ЕЭС России в темпе реального времени, реализуемого путем управления генерацией активной и реактивной мощности и активными сетевыми элементами;
- модернизация и совершенствование методов управления, устройств и комплексов РА на базе современных информационных технологий;
- разработка информационного и программного обеспечения устройств и комплексов РА;
- проведение НИОКР по созданию новых технических средств РА;
- разработка и апробирование опытно-промышленных образцов систем РА и их внедрение на объектах ЕЭС России;
- разработка и внедрение промышленных систем РА.

10. Создание систем удаленного централизованного управления электроэнергетическим оборудованием на объектах электроэнергетики непосредственно из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС», в т.ч.:

- разработка и согласование с ОАО «ФСК ЕЭС» и генерирующими компаниями концепции формирования удаленного управления оборудованием на объектах электроэнергетики ЕЭС России из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;
- проведение НИР в области формализации технологических и деловых процессов по выполнению переключений в схемах электрических соединений;
- проведение НИР в части разработки принципов, методов и алгоритмов удаленного централизованного управления электроэнергетическим оборудованием, реализуемого путем дистанционного воздействия на коммутационные аппараты подстанций, регуляторы управляемых сетевых элементов, на генерацию активной и реактивной мощности генерирующих источников;

- разработка на базе современных IT технологий опытно-промышленных технических средств удаленного централизованного управления на объектах управления электроэнергетики и на диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС», в том числе совмещенные с комплексами РА, реализующими наряду с функцией автоматического управления опцию удаленного режимного управления;
- разработка новых формализованных технологических деловых процессов осуществления переключений и изменения режима работы оборудования на объектах электроэнергетики и на диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС»;
- разработка ПО средств удаленного управления;
- апробация опытно-промышленных образцов систем и деловых процессов удаленного управления;
- разработка и внедрение промышленных систем удаленного управления электроэнергетическим оборудованием.

11. Разработка нового поколения тренажерных программно-технических комплексов подготовки диспетчерского и технологического персонала, использующих постоянно обновляемую схемно-режимную среду и учитывающих появление новых управляемых интеллектуальных элементов электрических сетей, внедрение нового оборудования режимной и противоаварийной автоматики, релейной защиты, других технических систем, влияющих на мониторинг и управление нормальными и аварийными режимами в ЕЭС России.

НИОКР охватывают самые непрогнозируемые начальные стадии инновационного процесса, определяющиеся интеллектуальной составляющей: проведение исследований, проверка и подтверждение их результатов, разработка и описание принципов, алгоритмов, их апробация, воплощение в проектные решения, согласование и экспертиза проектной документации.

Выделение НИОКР в самостоятельные работы позволяет обособленно учитывать и анализировать состояние знаний и развития идей по усовершенствованию средств, компетенций и деятельности по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими.

Как следствие, повышается точность и качество планирования:

основных инвестиций для трансформации полученных результатов исследований в технологически новые или качественно усовершенствованные принципы, алгоритмы, способы, процессы расчетов, анализа электроэнергетических режимов и управления ими, в том числе путем создания пилотных модулей, реализации пилотных проектов, разработки и апробации ПО;

сроков и перспектив внедрения конечных результатов, ввода активов в опытную и промышленную эксплуатацию.

Перечень НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, проведенных ОАО «СО ЕЭС» в 2010 году, приведен в [приложении № 1](#) к Программе.

Перечень НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, планируемых ОАО «СО ЕЭС» к проведению в 2011 году, приведен в [приложении № 2](#) к Программе, планируемых к проведению в 2012 году, приведен в [приложении № 3](#) к Программе. Указанные перечни содержат также сведения о планируемых результатах работ, сроках их реализации, объемах финансирования, научно-исследовательских организациях, в сотрудничестве с которыми проводятся работы.

2.2. Создание и развитие систем режимной автоматики

2.2.1. Описание задач по созданию централизованных систем (ЦС) автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ)

А) В рамках производственной деятельности Системного оператора по управлению электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России (режимному управлению) реализуются следующие функции оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России, установленные Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ:

- обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электрической энергии;
- управление технологическими режимами работы объектов ЕЭС России в порядке, устанавливаемом правилами оптового рынка, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;
- выдача субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии с управляемой нагрузкой обязательных для исполнения оперативных диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций системного оператора;
- регулирование частоты электрического тока, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики;
- организация и управление режимами параллельной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.

Для выполнения указанных функций необходимы постоянный контроль и своевременное управление параметрами электроэнергетического режима: частотой электрического тока, перетоками мощности по контролируемым связям и сечениям электрической сети, напряжением в контролируемых узлах, в условиях возникающих изменений электропотребления, изменений режима работы и/или отключения генерирующего оборудования и элементов электрической сети.

Управление электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России в темпе реального времени позволяет обеспечить ее устойчивую и экономичную работу, сохранение параметров электроэнергетического режима в допустимых пределах, нормируемое качество электроэнергии и является одной из главных задач ОАО «СО ЕЭС». Режимное управление осуществляется путем изменения состояния или режима работы энергетического оборудования, реализуемого:

- автоматическими системами на объектах управления по сигналам, формируемым централизованными системами режимной автоматики (далее – РА);
- оперативным персоналом объектов управления по командам, отдаваемым диспетчерами ОАО «СО ЕЭС».

Управление электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России должно осуществляться с помощью автоматических систем управления во всех случаях, когда реализация этой функции диспетчерским персоналом Системного оператора и оперативным персоналом энергообъектов:

- не удовлетворяет требованиям по быстродействию;
- невозможно или ограничено по причине участия в процессе управления большого количества генерирующего оборудования;
- нецелесообразно в связи с существенным утяжелением условий труда в случае необходимости производить регулярные управляющие воздействия в высоком (одно и более управляющее воздействие в час).

К системам РА относятся:

- централизованные системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС (ЦКС) АРЧМ);
- локальные системы регулирования частоты и активной мощности;
- локальные системы регулирования напряжения и реактивной мощности.

На современном этапе в ЕЭС России функционируют системы АРЧМ, обеспечивающие выполнение централизованного автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности.

Автоматизация вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности позволяет повысить качество управления электроэнергетическими режимами работы ЕЭС России и тем самым повысить надёжность ее функционирования.

Начиная с 70-х годов XX века, автоматическое вторичное регулирование электроэнергетическими режимами ЕЭС России осуществляется с использованием ЦС АРЧМ.

Б) Назначением ЦС АРЧМ является управление электроэнергетическим режимом работы энергосистем по частоте и перетокам активной мощности путем сбора и обработки измерений параметров режима, расчета и передачи команд телеуправления в системы автоматического управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанций в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой.

ЦС АРЧМ выполняют следующие функции автоматического вторичного регулирования:

- автоматическое регулирование частоты в энергосистеме;

- автоматическое регулирование перетока активной мощности с коррекцией по частоте по сечению электрической сети;
- автоматическое ограничение перетока активной мощности по сечению электрической сети.

К участию в автоматическом вторичном регулировании привлекаются электростанции (энергоблоки), оснащенные системами автоматического управления активной мощностью и имеющие соответствующие маневренные и регулировочные возможности.

В) Структура автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности включает системы АРЧМ:

- координирующую уровня ЕЭС – ЦКС АРЧМ ЕЭС;
- территориальные уровня объединенных энергосистем (ОЭС) – ЦС АРЧМ ОЭС;
- региональные уровня энергосистемы (ЭС) – ЦС АРЧМ ЭС.

При необходимости между системами АРЧМ различного уровня организуется иерархическое взаимодействие.

Г) ЦС АРЧМ состоит из управляющего вычислительного комплекса (УВК), устанавливаемого в диспетчерских центрах, систем автоматического управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанций, взаимодействующих с УВК по каналам связи, и системы сбора и передачи телеинформации о параметрах режима работы энергосистемы.

Основные функции, реализуемые в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ:

- выполнение с заданным циклом алгоритмов обработки телеинформации, расчета и выдачи управляющих воздействий на объекты управления;
- настройка параметров регулирования частоты и перетоков активной мощности;
- задание в регуляторах частоты и перетоков активной мощности ограничений для каждой управляемой электростанции (энергоблока) по величине вторичного задания и скорости его изменения, согласованных с допустимыми параметрами изменения мощности генерирующей установки;
- задание коэффициентов долевого участия каждой электростанции (энергоблока) для используемых функций автоматического вторичного регулирования;
- блокировка централизованного управления для каждой электростанции (энергоблока) при неисправности связи между УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ и системой управления активной мощностью электростанции (энергоблока), получении сигналов о неисправности системы управления мощностью электростанции (энергоблока);
- блокировка загрузки или разгрузки для каждой электростанции (энергоблока) при исчерпании вторичных резервов активной мощности электростанции (энергоблока) соответственно на загрузку или разгрузку;

– блокировка автоматических регуляторов при поступлении недостоверной телеинформации о параметрах режима работы энергосистемы.

Д) Система управления активной мощностью электростанции (энергоблока) обеспечивает регулирование активной мощности в пределах регулировочного диапазона электростанции (энергоблока) по командам задания, поступающим со стационарного уровня управления, от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ, а также формируемым в самой системе по отклонению частоты (частотная коррекция).

Для взаимодействия с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ в системе управления активной мощностью электростанции (энергоблока) организованы:

модуль связи с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ с функциями приема и передачи телеинформации, с контролем исправности каналов связи с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ;

датчик вторичной мощности (ЗВМ), выполняющий функции:

- включения/отключения централизованного управления от ЦС (ЦКС) АРЧМ,
- приема и обработки вторичного задания от ЦС (ЦКС) АРЧМ,
- проверки достоверности поступающего вторичного задания,
- защиты от недопустимого изменения вторичного задания (защита от «скачка»),
- блокировки изменения вторичного задания с запоминанием на выходе ЗВМ предшествовавшего значения вторичного задания,
- оперативного ввода ограничения диапазона вторичного регулирования.

Е) Для обеспечения необходимого быстродействия и качества автоматического вторичного регулирования, согласованности работы устройств ЦС (ЦКС) АРЧМ, задачи УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ, систем управления активной мощностью электростанций (энергоблоков) и систем передачи телеинформации выполняются с одинаковым временным циклом – 1 (Одна) секунда.

2.2.2. Нормативная база

ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.

Постановление Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые

вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности».

«Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков», утвержденные решением Электроэнергетического совета СНГ 12.10.2007.

Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты», введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 06.06.2005 № 91.

Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам», введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 27.09.2007 № 311.

Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.06.2010 № 196.

2.2.3. Актуальное состояние систем АРЧМ в ЕЭС России и итоги развития в 2006÷2010 годах

А) Актуальное состояние систем АРЧМ в ЕЭС России.

Автоматическое управление режимом по частоте и перетокам активной мощности в первой синхронной зоне ЕЭС России осуществляется ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Сибири и ЦС АРЧМ Кольской энергосистемы (энергосистемы Мурманской области).

ЦКС АРЧМ ЕЭС осуществляет вторичное регулирование частоты в первой синхронной зоне ЕЭС России с воздействием на Жигулевскую ГЭС. С февраля 2011 года в рамках запуска рынка системных услуг к управлению от ЦКС АРЧМ ЕЭС подключены энергоблоки Заинской ГРЭС (напрямую), Ставропольской ГРЭС (через ЦС АРЧМ ОЭС Юга) и Киришской ГРЭС (через ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада).

ЦС АРЧМ ОЭС Сибири осуществляет регулирование перетока активной мощности с коррекцией по частоте по сечению Сибирь-Казахстан с воздействием на Братскую ГЭС.

ЦС АРЧМ Кольской энергосистемы осуществляет регулирование перетока активной мощности с коррекцией по частоте по сечению Кола-Карелия с воздействием на Верхне-Тулумскую ГЭС 12, Серебрянскую ГЭС 15, Верхне-Териберскую ГЭС 18, Нивскую ГЭС 3 и Князегубскую ГЭС 11.

Автоматическое ограничение перетоков активной мощности по заданным сечениям осуществляется:

- ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада с воздействием на энергоблоки Киришской ГРЭС,
- ЦС АРЧМ ОЭС Юга с воздействием на Чиркейскую ГЭС и энергоблоки Ставропольской ГРЭС,
- ЦС АРЧМ ОЭС Урала с воздействием на Воткинскую ГЭС, Камскую ГЭС и энергоблоки Пермской ГРЭС,
- ЦС АРЧМ ОЭС Сибири с воздействием на Братскую ГЭС,
- ЦС АРЧМ Кольской энергосистемы с воздействием на Верхне-Тулумскую ГЭС 12, Серебрянскую ГЭС 15, Верхне-Териберскую ГЭС 18, Нивскую ГЭС 3 и Князегубскую ГЭС 11.

Автоматическое управление режимом по частоте и перетокам активной мощности во второй синхронной зоне ЕЭС России осуществляется ЦС АРЧМ ОЭС Востока с воздействием на Зейскую ГЭС и Бурейскую ГЭС.

Б) Итоги работ в 2006÷2010 годах

В период с 2006 по 2010 годы в части создания и развития систем АРЧМ выполнено:

- перевод ЦКС АРЧМ ЕЭС (2006÷2007), ЦС АРЧМ ОЭС Урала (2008), ЦС АРЧМ ОЭС Востока и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири (2010) на единую программно-аппаратную базу «СК-2003», на которой в диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС» выполнены оперативно-информационные комплексы;
- создание пилотного образца стационарного терминала АРЧМ (ПТК «Станция») для тепловой электростанции с подключением к управлению от ЦС (ЦКС) АРЧМ энергоблоков, имеющих модернизированные и сертифицированные системы автоматического управления активной мощностью (2007÷2008);
- создание ЦС АРЧМ ОЭС Юга на базе СК-2003 с подключением к управлению Чиркейской ГЭС (2006÷2007) и энергоблоков Ставропольской ГРЭС (2008);
- создание ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада на базе СК-2003 с подключением к управлению энергоблоков Киришской ГРЭС (2008);
- создание иерархической системы АРЧМ для взаимодействия ЦКС АРЧМ ЕЭС с ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Юга и ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада (2008);
- подключение к централизованному управлению от ЦКС АРЧМ ЕЭС энергоблоков №№ 2÷4, 6÷12 Заинской ГРЭС (2009÷2010) напрямую, энергоблоков № 1 и № 3 Ставропольской ГРЭС через ЦС АРЧМ ОЭС Юга (2008), энергоблоков № 1 и № 4 Киришской ГРЭС через ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада (2008), энергоблока № 3 Пермской ГРЭС через ЦС АРЧМ ОЭС Урала (2008).

Проведенные работы позволили освоить новые современные программно-технические средства для систем автоматического управления, про-

токолы передачи телеинформации, а также снять ограничения на количество подключаемых к управлению от ЦС (ЦКС) АРЧМ электростанций и энергоблоков различного типа.

Также в 2009÷2010 годах выполнена разработка новых нормативно-технических документов (НТД) по системам АРЧМ:

- Общие технические требования по подключению ТЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ;
- Стандарт «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования»;
- Общие технические требования по подключению ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.

2.2.4. Инвестиционные работы на 2011÷2012 годы

С целью развития программных и технических комплексов ЦС (ЦКС) АРЧМ в инвестиционную программу ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2012 годы включены следующие работы (табл.4):

Таблица 4

№	Наименование работы	Срок выполнения	Ориентировочная сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Разработка проектной документации «Программно-аппаратный комплекс централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ»	Октябрь 2010 ÷ Июнь 2011	5 174,53
2	Модификация программного обеспечения ЦКС АРЧМ ЕЭС для подключения ГЭС и энергоблоков тепловых электрических станций, а также работы по описанию алгоритмов, используемых в централизованных системах АРЧМ	2011	6 500,0
3	Разработка унифицированных ПО ЦКС/ЦС АРЧМ на платформе СК-2003/2007	2011÷2012	8 000
4	Модификация программного обеспечения ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Востока и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири с учетом требований Стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нор-	2011	3 500,0

	мы и требования»		
5	Создание ПАК ЦС АРЧМ Кольского РДУ	2012÷2013	12 980,0
6	Разработка алгоритмов управления передачами и вставками постоянного тока для целей АРЧМ и требований к информационному обеспечению	2012	5 000,0
Итого по инновационным работам:			41 154,53

Описание работ (нумерация соответствует таблице 4).

№ 1. Разработка проектной документации «Программно-аппаратный комплекс централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ».

Необходимость работы: для обеспечения соответствия требованиям действующих и вновь введенных НТД по система АРЧМ необходимо создать новый программно-аппаратный комплекс (ПАК) ЦС АРЧМ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ. В настоящее время в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ для регулирования частоты и перетоков мощности с коррекцией по частоте, телеуправления гидрогенераторами используется ПАК АРЧМ, разработанный в 1995 году, требующий замены.

Ожидаемый результат: перевод ПАК ЦС АРЧМ Кольского РДУ на новые современные программно-технические средства, используемые в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ.

№ 2. Модификация программного обеспечения ЦКС АРЧМ ЕЭС для подключения ГЭС и энергоблоков тепловых электрических станций, а также работы по описанию алгоритмов, используемых в централизованных системах АРЧМ.

Необходимость работы: в связи с выпуском стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций» СТО 59012820.29.240.002 – 2010», вступления в силу с 01.01.2011 нового Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), а также в связи с запуском в 2011 году рынка услуг по обеспечению системной надежности собственниками ГЭС и ТЭС разрабатываются планы мероприятий по приведению генерирующего оборудования и систем регулирования в соответствие с требованиями НТД по системам АРЧМ для обеспечения возможности участия ГЭС и энергоблоков ТЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. В связи с запуском рынка услуг по обеспечению системной надежности и привлечением к регулированию частоты в ЕЭС новых ГЭС и энергоблоков тепловых электростанций возникает необходимость в расширении иерархической системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности путем подключения дополнитель-

ных ГЭС и энергоблоков ТЭС, по мере их готовности, к ЦКС АРЧМ ЕЭС и территориальным ЦС АРЧМ.

Ожидаемый результат: увеличение количества объектов для участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России.

№ 3. Разработка унифицированных ПО ЦКС/ЦС АРЧМ на платформе СК-2003/2007.

Необходимость работы: в настоящее время в ОАО «СО ЕЭС» находятся в эксплуатации ПАК ЦКС АРЧМ ЕЭС в исполнительном аппарате, ЦС АРЧМ ОЭС Востока в ОДУ Востока, ЦС АРЧМ ОЭС Сибири в ОДУ Сибири, ЦС АРЧМ ОЭС Урала в ОДУ Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Юга в ОДУ Юга и ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада в ОДУ Северо-Запада. Разработка и внедрение указанных систем АРЧМ проводилось до момента утверждения следующих НТД:

- Общие технические требования по подключению ТЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ;
- Стандарт СО ЕЭС СТО 001-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования»;
- Общие технические требования по подключению ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.

В связи с этим программное обеспечение систем АРЧМ не полностью соответствует указанным НТД и имеет ряд отличий, вызванных, в первую очередь, особенностями взаимодействия с регулирующими объектами, заданными в технических заданиях на разработку систем АРЧМ отдельных ОЭС. Кроме того, в процессе разработки и внедрения систем АРЧМ ОЭС Востока и АРЧМ ОЭС Сибири (2009÷2010) в ПО ЦС АРЧМ реализован ряд новых функций:

- автоматическое ограничение перегрузок оборудования (АОПО);
- реализация нескольких регуляторов перетоков;
- on-line контроль допустимых пределов изменения параметров системы АРЧМ;
- формирование событий о ручном вводе вещественных и целочисленных спецпараметров;
- система формирования событий, позволяющая обеспечить звуковую сигнализацию об изменениях, происходящих в системе АРЧМ;
- автоматическое (с заданным циклом) формирование среза значений параметров системы АРЧМ, который может быть использо-

ван для запуска системы в случае разрушения базы данных реального времени системы СК-2003;

- применение программы, контролирующей регулярность работы серверной программы archm.exe.

Кроме того в процессе эксплуатации систем АРЧМ выяснилась необходимость иметь две базы данных АРЧМ:

ARCHMEdit – база данных редактирования, доступная для сервисных программ;

ARCHM – рабочая база данных, доступная для серверных программ.

Также, в настоящее время существуют различия в структурах обмена информацией с разными энергообъектами, что приводит к различиям в реализациях системы АРЧМ. Необходимо разработать единый унифицированный, настраиваемый модуль интерфейса связи вычислительного модуля системы АРЧМ с регулирующими энергообъектами.

В связи с этим обеспечение сопровождения и своевременной модернизации ПАК систем АРЧМ требует разработки унифицированного ПО АРЧМ (УПО АРЧМ), поставляемого во все филиалы ОАО «СО ЕЭС».

Ожидаемый результат: создание унифицированного программного обеспечения УВК ЦС (ЦСК) АРЧМ.

№ 4. Модификация программного обеспечения ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Востока и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири с учетом требований Стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования».

Необходимость работы: в настоящее время от централизованных систем АРЧМ осуществляется управление Зейской и Бурейской ГЭС в ОЭС Востока, Братской ГЭС в ОЭС Сибири, Воткинской и Камской ГЭС в ОЭС Урала, Чиркейской ГЭС в ОЭС Юга и Жигулевской ГЭС в ОЭС Средней Волги. Необходимо приведение действующих ПАК ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Востока и ЦС АРЧМ ОЭС Сибири в соответствие с требованиями стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций» СТО 59012820.29.240.002 – 2010» с последующим переходом на обновленные алгоритмы управления ГЭС по мере модернизации их систем автоматического управления мощностью.

Ожидаемый результат: применение обновленных алгоритмов управления активной мощностью ГЭС, обеспечивающих согласованную работу ЦС (ЦСК) АРЧМ и автоматики управления мощностью ГЭС.

№ 5. Создание ПАК ЦС АРЧМ Кольского РДУ.

Необходимость работ: реализация проекта создания нового ПАК ЦС АРЧМ Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ (по подпункту «А» пункта 1.1.4 Программы).

Ожидаемый результат: перевод ПАК ЦС АРЧМ Кольского РДУ на новые современные программно-технические средства, используемые в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ.

№ 6. Разработка алгоритмов управления передачами и вставками постоянного тока для целей АРЧМ и требований к информационному обеспечению.

Необходимость работ: управляемые передачи и вставки постоянного тока в ряде схемно-режимных ситуаций являются единственным эффективным средством регулирования параметров электроэнергетического режима.

Ожидаемый результат: переход к управлению передачами и вставками постоянного тока от ЦС (ЦКС) АРЧМ.

2.2.5. Перспективные работы на 2013÷2016 годы и до 2020 года

Перспективное развитие систем РА направлено на реализацию функций оптимального управления напряжением в ЕЭС России.

В перспективе до 2016 года в связи с созданием большого количества разнообразных активных сетевых элементов, способных изменять режимы работы электрических сетей, появляется потребность в дальнейшем развитии систем РА, обеспечивающих комплексное режимное управление в энергетических системах путем воздействия на источники генерации и активные элементы электрических сетей.

К актуальным задачам развития систем РА в ЕЭС России относятся:

- разработка идеологии комплексного построения систем РА;
- проведение научно-исследовательских работ в области разработки принципов, методов и алгоритмов оптимального управления электроэнергетическими режимами работы ЕЭС России в темпе реального времени, реализуемого путем воздействия на генерацию активной и реактивной мощности, управляемые сетевые элементы;
- модернизация и совершенствование устройств и комплексов РА на базе современных информационных технологий;
- разработка программного обеспечения устройств и комплексов РА;
- проведение НИОКР по созданию новых технических средств РА;
- разработка и апробирование опытно-промышленных образцов систем РА и их внедрение на объектах ЕЭС России;
- разработка и внедрение промышленных систем РА.

В инвестиционную программу ОАО «СО ЕЭС» в 2013÷2016 годах с учетом итогов выполнения работ в 2011÷2012 годах планируется включить следующие работы (табл.5):

Таблица 5

№	Наименование работы	Срок выполнения	Ориентировочная сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Увеличение количества объектов управления, подключаемых к ЦС (ЦКС) АРЧМ	2013÷2016	30 000,0
2	Реализация проектов управления передачами и вставками постоянного тока от ЦС (ЦКС) АРЧМ	2013÷2014	15 000,0
3	Автоматизация задания уставок по активной мощности в автоматике ограничения перетока (АОП) ЦС (ЦКС) АРЧМ	2013	5 000,0
Итого по инновационным работам:			50 000,0

2.3. Создание и развитие систем противоаварийной автоматики

2.3.1. Описание задач по созданию развитию систем противоаварийной автоматики

В рамках производственной деятельности Системного оператора по созданию и развитию систем противоаварийной автоматики реализуется функция оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России «обеспечение соблюдения установленных параметров надёжности функционирования ЕЭС России».

ЕЭС России как одна из крупнейших энергосистем в мире обладает следующими особенностями, определяющими исключительную значимость применения и развития средств противоаварийной автоматики (ПА):

- большая протяжённость системообразующей сети;
- удалённость крупных генерирующих источников от потребителей электрической энергии;
- низкая пропускная способность межсистемных связей, составляющая не более 10 % от мощности объединяемых энергосистем;
- реверсивность потоков активной мощности по межсистемным связям.

Россия является мировым лидером в области создания и применения централизованных систем ПА в электроэнергетике.

ПА предназначена для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийных режимов энергосистем и применяется для обеспечения надёжности функционирования ЕЭС России и повышения максимально-допустимых перетоков по ее межсистемным связям. Эффективность действия ПА определяется способностью быстрого обнаружения признаков и предотвращения аварийных ситуаций в ЕЭС России путем введения наименьшего объема управляющих воздействий. Возможности ПА зависят от:

- уровня развития технических средств, обеспечивающих достоверность, своевременность доставки и полноту исходной информации, а также необходимую производительность вычислительных систем и скорость передачи данных по каналам связи;
- совершенства применяемых технологических алгоритмов и программного обеспечения;
- объема и разнообразия доступных управляющих воздействий.

Работа по созданию и развитию систем ПА в ЕЭС России организуется Системным оператором и является его исключительной компетенцией. Ни одна другая организация электроэнергетики не владеет набором информации, технических средств, компетенций и прав, необходимым для комплексной оценки складывающейся схемно-режимной ситуации в ЕЭС России, выявления аварийного возмущения, математического моделирования реакции энер-

госистемы на выявленное возмущение, и выдачи управляющих воздействий на объекты электроэнергетики.

В настоящее время в ЕЭС России создана и функционирует эффективная система ПА, выполняющая следующие функции:

- предотвращения нарушения устойчивости;
- ликвидации асинхронных режимов;
- ограничения недопустимого повышения частоты;
- ограничения недопустимого снижения частоты;
- ограничения недопустимого повышения напряжения;
- ограничения недопустимого снижения напряжения;
- ограничения недопустимой токовой перегрузки оборудования.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- уровень объединённой или региональной энергосистемы – централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА);
- уровень объектов электроэнергетики – локальные устройства и комплексы автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ).

Архитектура ЦСПА предусматривает:

- программно-технический комплекс верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерском центре Системного оператора;
- одно или несколько низовых устройств (ЛАПНУ), устанавливаемых на объектах электроэнергетики.

На платформе ЦСПА создана система мониторинга запаса устойчивости энергосистемы (СМЗУ), обеспечивающая автоматический циклический расчёт максимально-допустимых перетоков активной мощности в электрических сетях энергосистемы по условию обеспечения нормативного запаса статической устойчивости энергосистемы в нормальном режиме.

Автоматики ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования выполняются в виде локальных устройств или комплексов ПА.

2.3.2. Нормативно-техническая база

Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.008-2008 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457.

Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2010 «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения сни-

жения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)», введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 509.

2.3.3. Итоги работы в 2006÷2010 годах

Модернизирована ЦСПА Тюменской энергосистемы и введена в промышленную эксплуатацию по приказу Филиала ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» Тюменское РДУ от 06.08.2007 № 71 «О вводе в промышленную эксплуатацию Централизованной системы противоаварийной автоматики».

Создана и введена в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Юга по приказу Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга от 28.12.2009 № 389 «О вводе в промышленную эксплуатацию УВК ЦСПА ОЭС Юга совместно с ЛАДВ Ставропольской ГРЭС».

Создана и введена в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Средней Волги по приказу Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги от 03.02.2009 № 18 «О вводе в промышленную эксплуатацию унифицированной и резервной ЦСПА ОЭС Средней Волги».

Создана и введена в промышленную эксплуатацию СМЗУ Северных районов Тюменской области по приказу Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ от 18.12.2009 № 202 «О вводе в промышленную эксплуатацию программно-технического комплекса «Система мониторинга запасов устойчивости в северных районах Тюменской области».

2.3.4 Задачи развития ПА в ЕЭС России в 2011÷2016 годах и на перспективу до 2020 года

Важнейшей особенностью современных ЦСПА является их способность автоматически адаптироваться к изменяющимся схемно-режимным условиям работы ЕЭС России.

В настоящее время в ЕЭС России успешно эксплуатируются четыре региональных комплекса ЦСПА второго поколения, осуществляющих противоаварийное управление энергосистемами ЕЭС России на территориях ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, ОЭС Юга и энергосистем Западной Сибири (Тюменская область, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа).

Однако дальнейшее расширение зоны ЕЭС России, защищаемой системами адаптивного противоаварийного управления, путем тиражирования ЦСПА второго поколения нецелесообразно по ряду объективных причин.

Во-первых, в основе технологического алгоритма адаптивной ЦСПА второго поколения лежат приближенные методы расчета устойчивости энергосистем и выбора управляющих воздействий. Разработка этих алгоритмов осуществлялась в 90-х годах XX века и была ориентирована на ограниченные возможности вычислительной техники того времени. Погрешности расчетов, обусловленные упрощениями и допущениями, принятыми при реализации технологического алгоритма, приводят к избыточности управляющих воз-

действий, снижающей эффективность действия ЦСПА. Кроме того, использование приближенных расчетных методов привело к невозможности получения универсального технического решения, пригодного для любых электроэнергетических систем. Для внедрения каждого нового экземпляра ЦСПА второго поколения требуется индивидуальная настройка математической модели защищаемых энергосистем, что требует большого объема работ при запуске и в дальнейшем – больших затрат на сопровождение.

Во-вторых, действующие технологические алгоритмы не обеспечивают анализ динамической устойчивости энергосистем, что не позволяет использовать адаптивные ЦСПА второго поколения для предотвращения потери устойчивости энергосистемы при динамических возмущениях режима.

В-третьих, дальнейшее увеличение числа одновременно работающих адаптивных ЦСПА в объединенных и региональных энергосистемах ЕЭС России сопряжено с рядом нежелательных эффектов, принципиально неустранимых до разработки и внедрения адаптивной координирующей автоматической системы противоаварийного управления верхнего уровня. Задачами координирующей автоматики является минимизация управляющих воздействий региональных комплексов ЦСПА и предотвращение формирования возмущений режима, которые могут приводить к каскадному развитию аварий по межсистемным связям ЕЭС России.

На рынке не существует готовых технических решений, снимающих ограничение на дальнейшее расширение зоны ЕЭС России, защищаемой системами адаптивного противоаварийного управления. Эти решения должны быть специально разработаны.

Россия является мировым лидером в области создания и применения централизованных систем противоаварийного управления в электроэнергетике. В настоящее время ни одна зарубежная компания не готова представить конкурентоспособный продукт, который соответствовал бы задаче расширения зоны применения адаптивного автоматического противоаварийного управления энергосистемами ЕЭС России. В России практически все значимые работы в данном направлении осуществляет ОАО «Научно-исследовательский институт передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения» (ОАО «НИИПТ»), г. Санкт-Петербург.

Создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни ЕЭС России, как это предусмотрено Энергетической стратегией России на период до 2030 года, требует решения следующих задач.

2.3.4.1. Повышение адаптивности противоаварийного управления с целью минимизации управляющих воздействий.

А) Создание ЦСПА нового поколения, обладающей новым качеством расчета управляющих воздействий по условиям обеспечения динамической устойчивости.

При разработке отечественных региональных адаптивных ЦСПА третьего поколения используются технологические алгоритмы противоаварийного управления, основывающиеся на точных классических методах расчета статической и динамической устойчивости.

Главными преимуществами адаптивных ЦСПА третьего поколения над ЦСПА действующего типа являются универсальность и повышение эффективности управляющих воздействий.

Б) Внедрение ЦСПА в ОЭС Востока, ОЭС Сибири, ОЭС Северо-Запада на принципах тиражирования универсального технического решения, что позволит оптимизировать эксплуатационные затраты на техническое сопровождение отдельных экземпляров ЦСПА.

В) Создание координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА) ЕЭС России, предназначенной для координации действия ЦСПА энергосистем с целью оптимизации параметров настройки ЦСПА и минимизации управляющих воздействий.

2.3.4.2. Повышение надёжности и эффективности устройств ПА на объектах электроэнергетики ЕЭС России.

– перевод электромеханических и микроэлектронных устройств на объектах электроэнергетики ЕЭС России на микропроцессорную элементную базу.

2.3.4.3. Повышение эффективности противоаварийного управления региональных энергосистем:

– разработка и реализация технико-экономических обоснований реконструкции систем ПА региональных энергосистем.

2.3.4.4. Разработка технологических алгоритмов и программного обеспечения новых видов адаптивных систем автоматического противоаварийного управления, позволяющих расширить:

– круг опасных явлений в энергосистемах, таких как низкочастотные электромеханические колебания, лавина напряжения и других, идентифицируемых и предотвращаемых действием систем адаптивного противоаварийного управления;

– арсенал управляющих воздействий систем противоаварийного управления, повышающий их эффективность и адекватность возмущениям, например, использовать импульсную разгрузку генераторов, управление активными элементами регулирования режимов электрической сети FACTS², др.

² – FACTS (flexible alternating current transmission system) – гибкие системы передачи электроэнергии переменного тока. К классу современных устройств FACTS относятся такие активные сетевые элементы как статические тиристорные компенсаторы, устройства продольной компенсации, объединенные регуляторы потоков мощности, управляемые шунтирующие реакторы, вставки постоянного тока, асинхронизированные компенсаторы, фазоповоротные устройства, накопители энергии, др.

Инновационный характер перечисленных задач заключается в том, что они охватывают полный цикл создания наукоемкого продукта, начиная от чисто научной теоретической разработки, заканчивая внедрением этого продукта в промышленную эксплуатацию.

2.3.5. Инвестиционные работы на 2011-2012 годы

С целью развития ПА в ЕЭС России в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» в 2011÷2012 годах реализуются следующие работы (табл.6):

Таблица 6

№	Наименование работы	Срок выполнения	Ориентировочная сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Разработка и внедрение средств противоаварийного и режимного управления: создание ЦСПА ОЭС Востока, реализация в СМЗУ северных районов Тюменской области функции расчета максимально допустимых перетоков в опасных сечениях с учетом критерия «n-1»	2012	53 000,0
2	Разработка системного проекта централизованной системы противоаварийной автоматики ОЭС Сибири	2011	2 950,0
3	Разработка предТЭО реконструкции противоаварийной автоматики на связях 500-220 кВ ОЭС Урала и ОЭС Сибири с учетом ввода линии 500 кВ Восход – Ишим – Курган	2011	9 000,0
4	Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ	2012	5 895,0
5	Разработка предТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ	2011	4 972,45
6	Разработка предТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ	2012	5 400,0
7	Разработка предТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана	2011	4 987,8
8	Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Курское РДУ	2012	6 000,0
9	Разработка ТЭО создания системы противоаварийной автоматики Центрального узла энергосистемы Красноярского края в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ	2012	5 000,0
10	Разработка ТЭО реконструкции системы проти-	2012÷2013	5 600,0

	воаварийной автоматики в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ		
Итого по инновационным работам:			102 805,25

Кроме инвестиционных расходов, необходимы операционные расходы по статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» (юридические, информационные услуги, расходы на рекламу, аудиторские и консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы), ежегодный размер которых оценивается не менее 22 000,0 тыс.руб. с НДС (без учета фонда оплаты труда).

2.3.6. Перспективные работы на 2013÷2016 годы и до 2020 года

В инвестиционную программу ОАО «СО ЕЭС» в 2013÷2016 годах с учетом итогов выполнения работ в 2011÷2012 годах планируется включить следующие работы (табл.7):

Таблица 7

№	Наименование работы	Срок выполнения	Ориентировочная сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада	2014	30 000,0
2	Перевод ЦСПА ОЭС Урала, Юга, Средней Волги, Западной Сибири на новую платформу (ЦСПА третьего поколения)	2014	40 000,0
3	Создание ПА энергосистем для предотвращения возникновения каскадных аварий и лавины напряжения	2017	30 000,0
4	Создание автоматики ликвидации низкочастотных колебаний в энергосистеме	2018	40 000,0
Итого по инновационным работам:			140 000,0

2.4. Создание и развитие системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в ЕЭС России

2.4.1. Описание задач по созданию и развитию СМПР

Назначением СМПР является сбор и обработка в режиме реального времени векторных измерений параметров электроэнергетического режима энергосистемы, синхронизированных по времени с использованием глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС или GPS.

Синхронизация по времени векторных измерений параметров электроэнергетического режима и определение взаимных углов векторов напряжения в различных сколь угодно удаленных друг от друга узловых точках энергосистемы – две основные характеристики технологии векторных измерений, отличающие ее от существующих систем телеизмерений.

Векторные параметры электроэнергетического режима предоставляют возможность развития новых (инновационных) методов и алгоритмов мониторинга состояния энергосистемы, развития систем оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЕЭС России и входящих в ее состав энергосистем, необходимых для совершенствования производственной деятельности ОАО «СО ЕЭС», а именно:

- визуализации динамического состояния энергосистемы, контроля взаимных углов напряжений в узловых точках энергосистемы для оценки тяжести текущего электроэнергетического режима;
- верификации расчетных динамических моделей ЕЭС/ОЭС для обеспечения точности расчета динамической устойчивости и динамического поведения энергосистемы при различных аварийных возмущениях в ней;
- верификации моделей нагрузок для уточнения их статических и динамических характеристик;
- мониторинга динамических свойств энергосистем, в том числе выявления низкочастотных колебаний, опасных для устойчивости энергосистем, и оценки демпферных свойств энергосистем в режиме реального времени;
- повышения достоверности телеметрической информации и развития технологии оценки состояния электроэнергетического режима энергосистемы с использованием векторных параметров режима;
- выявления опасных по режиму энергосистемы сечений, определения максимальных и аварийно-допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях в различных схемно-режимных ситуациях энергосистемы;
- мониторинга функционирования систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций;
- повышения достоверности и оперативности анализа технологических нарушений в энергосистемах;

- актуализации параметров схем замещения элементов электроэнергетической системы на основе текущих данных векторных измерений;
- разработки алгоритмов функционирования программно-технических комплексов ЦСПА энергосистем, ЦС (ЦКС) АРЧМ, технических средств локальной противоаварийной и режимной автоматики с использованием векторных измерений параметров электроэнергетического режима;
- разработки алгоритмов функционирования программно-технических комплексов оперативно-диспетчерского и автоматического управления энергосистемами с гибкими управляемыми элементами сети FACTS с использованием векторных измерений параметров электроэнергетического режима.

2.4.2. Нормативно-техническая база

Приказ ОАО «РАО ЕЭС России» от 01.06.2005 № 344 «О создании системы мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС».

Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.008-2008 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457.

2.4.3. Актуальное состояние СМПР в ЕЭС России и итоги развития в 2006÷2010 годах

В ЕЭС России и смежных объединенных энергосистемах стран СНГ, входящих в синхронную зону, создание СМПР началось в 2005 году в рамках проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и ЕЭС/ОЭС». Для СМПР разработаны отечественные цифровые регистраторы, соответствующие по основным характеристикам зарубежным аналогам. К середине 2006 года введена первая очередь СМПР в ЕЭС/ОЭС, что обеспечило создание динамической модели ЕЭС/ОЭС и ее верификацию.

Архитектура СМПР ЕЭС создана по иерархическому принципу и включает в себя:

- нижний уровень – регистраторы и концентраторы данных на объектах электроэнергетики;
- верхний уровень – программно-аппаратный комплекс СМПР, охватывающий диспетчерские центры Системного оператора РДУ и ОДУ (функции концентраторов данных СМПР регионального уровня) и ЦДУ – Центральное диспетчерское управление (функции концентратора данных СМПР уровня ЕЭС России);
- автоматическую систему сбора и передачи информации с регистраторов СМПР (АС СИ СМПР) в режиме реального времени (on-line) и по запросу (off-line) в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС».

Сбор информации с регистраторов в режиме off-line производится с 32 объектов (99 присоединений). 11 измерительных преобразователей работают в режиме on-line, размещенных на Балаковской АЭС, Сургутской ГРЭС-1, ПС 500 кВ Холмогорская, ПС 220 кВ Аврора, ПС 220 кВ Тарко-Сале, ПС 110 кВ Уренгой, ПС 110 кВ Ямбург. Также осуществляется сбор информации о переходных режимах с регистраторов Украины (5 объектов, 14 присоединений) и Казахстана (2 объекта, 5 присоединений).

Развернутый в ОАО «СО ЕЭС» программно-аппаратный комплекс СМПР ОАО «СО ЕЭС» обеспечивает:

- получение и визуализацию информации о параметрах переходных электромеханических режимов с регистраторов ЕЭС/ОЭС;
- выполнение предварительной обработки данных и хранение всего объема данных от регистраторов СМПР в диспетчерских центрах Системного оператора;
- возможность предоставления данных регистраторов информационным системам и комплексам управления для дальнейшей обработки, визуализации и анализа.

Визуализация данных о параметрах электроэнергетического режима, получаемых в режиме on-line, реализована с использованием штатных средств оперативно-информационного комплекса ОИК «СК-2007». Разработана специализированная библиотека элементов подсистемы отображения ОИК «СК-2007», позволяющая предоставлять диспетчеру информацию об изменении относительных углов напряжений в крупных узлах энергосистемы в режиме реального времени.

Практическое применение технологии векторных измерений для задач оперативного управления реализовано в СМЗУ северных районов Тюменской области. Пилотный проект СМЗУ реализован в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ для решения задачи максимального использования пропускной способности сети северных районов Тюменской области при оперативно-диспетчерском управлении, в том числе:

- выявления опасных сечений в схеме сети;
- определения максимально- и аварийно-допустимых потоков в опасных сечениях по условиям статической устойчивости, допустимости уровней напряжения в узлах и токовой загрузки по высоковольтным линиям (ВЛ).

Инициатором создания и развития СМПР в ЕЭС России выступает ОАО «СО ЕЭС». Разработан Системный проект развития СМПР в операционной зоне ОДУ Урала. В стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» включены требования об установке устройств СМПР на объектах, согласно которым устройства СМПР должны быть установлены на подстанциях 500-750 кВ Единой национальной электрической се-

ти (ЕНЭС) России, на электрических станциях установленной электрической мощностью 500 МВт и более, на межгосударственных линиях электропередачи 220 кВ и выше.

2.4.4. Задачи развития СМПР в 2011÷2016 годах и до 2020 года

2.4.4.1. Концептуальные решения.

По инициативе ОАО «СО ЕЭС» в 2010 году разработана Концепция использования технологии синхронизированных по времени векторных измерений параметров электрического режима для повышения качества и надежности управления электроэнергетическими режимами и развития СМПР в ЕЭС России. Согласно указанной концепции основными перспективными направлениями развития технологии векторного измерения параметров электроэнергетического режима являются:

развитие СМПР в ЕЭС России: разработка НТД, проектной документации, требований по развитию технических средств СМПР, информационной инфраструктуры, др.;

развитие технологии векторного измерения параметров для решения задач управления нормальными и аварийными режимами ЕЭС;

разработка алгоритмов, методов и программного обеспечения обработки информации, полученной с регистраторов СМПР, включая:

- выявление и анализ низкочастотных колебаний;
- определение динамических свойств энергосистемы;
- оценку частотных характеристик энергосистемы;

развитие системы мониторинга системных регуляторов в части автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций;

развитие системы мониторинга запасов устойчивости.

2.4.4.2. Организация размещения технических устройств СМПР на объектах электроэнергетики ЕЭС России.

В период 2011÷2013 гг. планируется:

создание СМПР в ОАО «Концерн «Росэнергоатом» (9 АЭС), в ОЭС Сибири (до 15 подстанций ОАО «ФСК ЕЭС»), на Краснодарской ТЭЦ, Киришской ГРЭС, Северо-Западной ТЭЦ, ТЭС УГМК, ПС 500 кВ Бугульма, ПС 500 кВ Кубанская;

расширение СМПР ПС 750 кВ Ленинградская, ПС 1150 кВ Алтай, Саяно-Шушенской ГЭС.

По предварительному анализу в перспективе до 2020 года на объектах электроэнергетики в ЕЭС России должно быть дополнительно установлено более 300 регистраторов.

2.4.4.3. Планы по созданию регистраторов нового поколения.

В связи с пересмотром стандарта IEEE C37.118-2005 актуальной задачей является создание регистратора второго поколения, удовлетворяющего требованиям:

международного стандарта IEEE C37.118.1 в части соответствия требованиям точности измерений в ходе нестационарных процессов;

международного стандарта IEEE C37.118.2, регламентирующего протоколы передачи измерений.

Вводятся два класса измерителей: класс «Р» (protection) и класс «М» (measurement). К каждому классу предъявляются различные требования по точности: класс «М» должен производить высокоточные измерения в нормальных режимах энергосистем, класс «Р» предназначен для измерений в переходных режимах.

ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» являются инициаторами разработки новых и совершенствованию существующих устройств синхронизированных векторных измерений. В настоящее время работы по данному направлению ведутся с привлечением отечественных разработчиков и производителей ЗАО «РТСофт», ООО «Парма», ООО «Прософт-Системы» и ОАО «НТЦ электроэнергетики».

Создание отечественных регистраторов СМПР нового поколения создаст предпосылки их применения в качестве низовых устройств в системах автоматического режимного и противоаварийного управления ЕЭС России (WACS, WAPS).

Испытания на электродинамической модели ОАО «НИИПТ» прототипов регистраторов на их соответствие спецификациям стандарта планируется провести в 2012 году.

2.4.5. Инвестиционные работы ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2012 годы

С целью развития программно-технического комплекса СМПР в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» в 2011÷2012 годах реализуются следующие работы (табл.8):

Таблица 8

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Разработка и создание программно-аппаратных комплексов оценки тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе СМПР	2012	19 800,0
2	Разработка программных модулей АС СИ СМПР для сбора информации с концентраторов данных о параметрах электрических режимов	2012	7 000,0
3	Создание системы мониторинга переходных режимов в ОЭС Северо-Запада на базе модернизированного цифрового регистратора аварийных процессов	2011	5 000,0
Итого по инновационным работам:			31 800,0

Кроме инвестиционных расходов, необходимы операционные расходы по статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» (юридические, информационные услуги, расходы на рекламу, аудиторские и консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы), ежегодный размер которых оценивается не менее 25 000,0 тыс.руб. с НДС.

2.4.6. Перспективные работы на 2013÷2016 годы и до 2020 года

В инвестиционную программу ОАО «СО ЕЭС» в 2013÷2016 годах с учетом итогов выполнения работ в 2011÷2012 годах планируется включить следующие работы (табл.9):

Таблица 9

№	Наименование работы	Срок выполнения	Ориентировочная сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Разработка технических требований к программному комплексу «Советчика диспетчера»	2013	3 000,0
2	Разработка алгоритма идентификации нерегулярных колебаний параметров электроэнергетического режима, в том числе потоков мощности	2013	3 000,0
3	Разработка методики управления режимами в условиях внедрения управляемых сетевых элементов, FACTS	2014	10 000,0
4	Разработка системных проектов создания СМПР в операционных зонах ОДУ Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги	2015	20 000,0
5	Пилотный проект внедрения регистратора второго поколения в операционной зоне ОДУ Урала на 3-4 объектах	2013	5 000,0
6	Внедрение СМЗУ в операционных зонах всех филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ	2016	70 000,0
Итого по инновационным работам:			111 000,0

2.5. Совершенствование средств и деятельности по выбору состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО)

2.5.1. Описание деятельности и инструментальных средств ВСВГО

Одной из функций Системного оператора, реализуемых через производственно-технологическую деятельность ОАО «СО ЕЭС», является разработка оптимальных суточных графиков работы ЕЭС России с целью обеспечения максимальной экономической эффективности в условиях действующих правил рынка с учетом всех требований по надежному функционированию энергосистем.

Задача планирования оптимального электроэнергетического режима работы ЕЭС России реализуется в два этапа, каждый из которых входит в число компонентов единой технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Первым из них является выбор состава включенного генерирующего оборудования (далее – технология ВСВГО), второй – расчет оптимального распределения нагрузок между генераторами электростанций. Включению генераторов из холодного состояния соответствуют длительные временные интервалы в силу невозможности при современных характеристиках оборудования тепловых электростанций включать их генераторы чаще, чем раз в неделю, и значительности времени, требуемого для технической реализации такого включения. Поэтому для осуществления эффективного оперативно-диспетчерского управления Системному оператору необходимо заблаговременно осуществить выбор генерирующих агрегатов, которые будут обеспечивать баланс производства и потребления электрической мощности во всей системе в целом с учетом нерегулярных колебаний графика потребления.

При отсутствии формализованного алгоритма выбор состава включенного генерирующего оборудования осуществлялся Системным оператором исходя из требований надежности функционирования ЕЭС России, с учетом соблюдения годовой выработки электроэнергии по балансу Федеральной службы по тарифам России, формируемому на год вперед по прогнозным параметрам, тарифов на электрическую энергию. Не существовало механизма конкурентного отбора на основе прозрачных рыночных процедур, что вызывало немало нареканий со стороны поставщиков электроэнергии. Формализованная технология ВСВГО позволяет осуществлять выбор состава на основе ценовых заявок участников на пуск генерирующего оборудования и на производство электрической энергии на включенном оборудовании, что обеспечивает объективный выбор наиболее экономичного решения.

Основой формализованной технологии ВСВГО в ОАО «СО ЕЭС» является программно-аппаратный комплекс, основанный на одноименном программном обеспечении (ПО ВСВГО), разрабатываемом ООО «Карана». Исключительное право на программный продукт принадлежит ОАО «СО ЕЭС». Технология ВСВГО базируется на общей Единой расчетной модели ЕЭС ос-

сии, используемой на всех этапах краткосрочного планирования электроэнергетических режимов.

Основными компонентами программно-аппаратного комплекса ВСВГО являются интерфейс управления, модуль загрузки исходных данных и сохранения результатов расчета, оперативная и архивная базы данных и расчетный математический модуль. Система реализована в виде набора приложений, размещенных на выделенном сервере. Взаимодействие с другими комплексами, задействованными в технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, осуществляется путем загрузки и выгрузки файлов, межбазового обмена данными. Управление процессом выполняет технолог с персонального компьютера через веб-интерфейс в браузере.

Формализованная технология ВСВГО после внедрения в полном объеме позволит выбирать состав генераторов с конденсационными турбинами, теплофикационными турбинами с регулируемым отбором пара, газотурбинных установок на тепловых электростанциях ЕЭС России. Таким образом, будет задействовано более 1 750 генерирующих агрегатов общей установленной мощностью более 140 000 МВт.

В рамках формализованной технологии ВСВГО:

Системный оператор определяет период, на который осуществляется выбор состава оборудования, момент его начала и продолжительность, составляющую не более 10 дней (как правило, этот период определяется в неделю), и доводит принятое решение до сведения участников оптового рынка электроэнергии и мощности в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

участники оптового рынка – поставщики электрической энергии предоставляют Системному оператору следующую информацию для целей осуществления выбора состава оборудования:

- параметры генерирующего оборудования;
- величину расходов на осуществление пуска и выключения этого оборудования;
- максимальные цены, указываемые ими в ценовых заявках на продажу электрической энергии, подаваемых для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед и в конкурентном отборе заявок для балансирования системы на каждый час указанного периода.

Системный оператор, исходя из предоставленной информации, а также прогнозируемых почасовых объемов потребления электрической энергии, с учетом системных ограничений, потерь электрической энергии в электрических сетях, требований по поддержанию резервов мощности (в том числе по их территориальному расположению в ЕЭС России), необходимости обеспечения надлежащего качества и минимизации стоимости электрической энергии:

- выбирает состав оборудования;
- устанавливает ограничения на плановое почасовое производство электрической энергии (максимальные и минимальные почасовые значения мощности генерирующего оборудования), обеспечивающие исполнение сформированного прогноза работы энергосистемы.

2.5.2. Нормативная база

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности», Системный оператор осуществляет выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.

Основой функционирования технологии ВСВГО в рамках оптового рынка электроэнергии служит разработанный ОАО «СО ЕЭС» регламент проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования, оформленный приложением № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, форма которого утверждена решением Наблюдательного Совета НП «Совет рынка» от 31.07.2009 (далее – Регламент). Также в рамках внедрения ВСВГО внесены изменения в следующие регламенты рынка:

Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка (приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), которым определены сроки подачи и состав информации в уведомлениях для ВСВГО;

Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), которым определены:

- состав и структура информации ценовых заявок, содержащих максимальные значения цен на планирование объемов производства и используемых Системным оператором для целей выбора состава генерирующего оборудования на расчетный период (далее – ценовые заявки ВСВГО);
- требования, выполняемые Участником оптового рынка при формировании и подаче ценовой заявки ВСВГО в отношении групп точек поставки генерации;
- порядок действий Системного оператора в случае отсутствия поданной участником в Системный оператор ценовой заявки ВСВГО;
- порядок подачи, принятия и рассмотрения ценовой заявки ВСВГО;

Регламент определения объемов, инициатив и стоимости отклонений (приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), которым определены условия возникновения и величину дополнительного предварительного требования на РСВ (рынок на сутки вперед), равного произведению объема установленной мощности дополнительно развернутого оборудования по результатам оптимизации (блока или неблочной части) и соответствующей указанной в ценовой заявке ВСВГО стоимости пуска 1 МВт мощности.

В целях организации работ по функционированию технологии ВСВГО в ОАО «СО ЕЭС» применяются следующие документы:

Временный регламент функционирования технологии ВСВГО, утвержденный распоряжением Оперативного штаба по совершенствованию конкурентного балансирующего рынка от 18.12.2007 № 93;

Методика определения минимально необходимых объемов включенных резервов активной мощности, утвержденная Первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» 07.09.2010;

Методика назначения и присвоения статуса режимных генераторов утвержденная Первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» 26.02.2010;

Методика прогнозирования графиков электропотребления для технологий краткосрочного планирования, утвержденная Заместителем Председателя Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» 14.12.2007.

2.5.3. Итоги работы в 2006÷2010 годах

В рамках разработки и внедрения формализованной технологии ВСВГО силами ОАО «СО ЕЭС» в 2006÷2010 годах выполнены следующие мероприятия.

А) Разработана и утверждена общая математическая модель ВСВГО. Модель обеспечивает расчет ВСВГО с соблюдением всех технических ограничений на состояние оборудования и значения параметров электроэнергетического режима. При этом решается задача минимизации суммарной стоимости выработки электрической энергии, определяемой на основании уведомлений участников оптового рынка о составе и параметрах генерирующего оборудования и поданных ценовых заявок ВСВГО, с учетом заявленных величин расходов на осуществление пусков генерирующего оборудования (стоимости включения ЕГО).

Б) Подготовлено техническое задание и выполнена разработка программного обеспечения ВСВГО в соответствии с математической моделью. На первом этапе разработки реализована модель выбора блочного генерирующего оборудования тепловых электростанций.

Программное обеспечение выбора состава включенного генерирующего оборудования является ключевым расчетным компонентом формальной технологии ВСВГО и выполняет следующие функции:

- загрузка исходных данных из хранилища;

- построение расчетной модели задачи ВСВГО, в том числе подготовка исходных данных;
- решение оптимизационной задачи выбора состава оборудования;
- расчет установившихся электрических режимов;
- обработка результатов расчета, в том числе приведение результатов расчета к заданному виду;
- выгрузка результатов расчета в хранилище, построение аналитических отчетов.

В) Разработан и утвержден регламент проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования (приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

Г) Спроектированы и запущены бизнес-процессы:

- подачи участниками оптового рынка уведомлений о состоянии и актуальных технических параметрах генерирующего оборудования; уведомления поступают в диспетчерские центры – филиалы ОАО «СО ЕЭС»;
- прогнозирования объемов потребления электроэнергии на территориях энергосистем;
- актуализации расчетных моделей энергосистем на расчетный период с учетом поданных уведомлений, прогноза электропотребления и сведений о ремонтах электросетевого оборудования;
- синтеза большой расчетной модели ЕЭС России и зарубежных энергосистем;
- расчета состава включенного генерирующего оборудования, рассылки результатов расчета в нижестоящие диспетчерские центры, участникам рынка и коммерческому оператору.

2.5.4. Задачи развития ВСВГО в 2011-2012 годы и на перспективу

Успешная реализация выбора состава включенного генерирующего оборудования в части энергоблоков тепловых электростанций (ТЭС) подтверждает необходимость распространения формализованной технологии ВСВГО на генерирующее оборудование ТЭС в полном объеме и ее максимальной интеграции в бизнес-процессы и информационные среды оптового рынка электроэнергии и мощности и рынка системных услуг.

Развитие технологии ВСВГО выполняется в следующих направлениях.

2.5.4.1. Задание дополнительных ограничений, относящихся к группам энергоблоков (генераторов). Действующая расчетная модель предусматривает группировку энергоблоков в режимные генерирующие единицы (РГЕ), что не всегда позволяет корректно отразить специфические для расчета ВСВГО ограничения, относящиеся к числу включенных энергоблоков (генераторов) внутри выделенных групп, относящимся к разным РГЕ или станциям.

2.5.4.2. Задание требований к объемам резервов первичного (РПР), вторичного (РВР) и третичного (РТР) регулирования.

РПР размещается на выделенном генерирующем оборудовании, отвечающем техническим требованиям, предъявляемым к нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ), сертифицированном и допущенном к участию в НПРЧ. РВР размещается на выделенном генерирующем оборудовании, отвечающем техническим требованиям, предъявляемым к вторичному регулированию частоты. Дополнительно задается минимально необходимое значение количества генераторов, находящихся в холодном резерве, с привязкой ко времени, по требованиям Системного оператора.

2.5.4.3. Общая настройка штрафных функций модели.

Исходные данные, задаваемые на неделю (иной период до 10 дней вперед), имеют, как правило, прогнозный характер и отличаются ограниченной точностью. В ряде случаев можно принять допустимым некоторое нарушение задаваемых ограничений во избежание неоправданного большого числа пусков и остановов генерирующего оборудования.

Для каждого из нижеперечисленных видов ограничений пользователем задается коэффициент, привязанный ко времени и влияющий на величину штрафной функции при нарушении ограничения. Подбор оптимальных величин коэффициентов позволит минимизировать влияние погрешностей прогнозирования системных параметров и ограничений на результат расчета.

2.5.4.4. Резервирование пропускной способности сечений.

Ввиду ограниченной точности исходных данных ВСВГО, планирование состава оборудования с полным использованием пропускной способности сечений электрической сети может приводить к необходимости проведения дополнительных пусков (остановов) энергоблоков в РСВ при минимальных отклонениях исходных данных РСВ от ВСВГО, что снижает качество недельного прогнозирования. Во избежание такого эффекта вводится дополнительное ограничение на резервирование пропускной способности сечений.

2.5.4.5. Моделирование выбора состава включенного генерирующего оборудования для неблочных ТЭЦ и/или неблочных частей ТЭЦ, а также для турбоагрегатов с отборами пара для внешних потребителей.

«Неблочная» ТЭЦ (или часть ТЭЦ, объединяющая группу турбинного и котельного оборудования) характеризуется таким способом подачи пара высокого давления на турбоагрегат, при котором пар поступает через общий коллектор, объединяющий несколько котлоагрегатов. Таким образом, набор включенного генерирующего оборудования определяется группой включенных турбоагрегатов и группой включенных котлоагрегатов, работающих на общий паропровод. Отборы пара для нужд внешних потребителей моделируются как заданные нагрузки (тонн пара/час) производственного и/или теплофикационного отборов индивидуальных турбоагрегатов.

2.5.4.6. Моделирование пуска блока с учетом различных тепловых состояний.

Выделяются три следующих основных тепловых состояния, из которых производится пуск оборудования: горячее, неостывшее, холодное. Для каждого турбоагрегата времена, соответствующие каждому состоянию, указываются индивидуально в зависимости от температуры частей турбоагрегата.

2.5.4.7. Учет технологических особенностей пусковых операций и режимов работы ПГУ.

ПГУ моделируется как комбинация одной или двух газовых турбин и одной паровой турбины, в которой при производстве электроэнергии утилизируется тепло на выходе газовых турбин. Паровая турбина может работать только, если хотя бы одна из газовых турбин включена. Газовые турбины могут работать независимо от паровой турбины. Может быть наложено ограничение, накладывающее запрет на независимую длительную работу газовых турбин при отключенной паровой.

Для каждой газовой турбины задаются такие же характеристики как и для блока. При возможности работы в независимом режиме для газовых турбин подаются отдельные ценовые заявки на электроэнергию и на пуск. При работе в зависимом режиме может быть подана одна заявка на электроэнергию, выпускаемую всей установкой. Заявка на пуск в зависимом режиме применяется только к паровой турбине, и, соответственно, в ней должны быть учтены затраты на пуск всей установки.

2.5.4.8. Учет технологических особенностей дубль-блоков.

Дубль-блок моделируется как турбоагрегат, работающий от двухкорпусного котла. При этом возможен режим работы либо с использованием обоих корпусов либо только одного.

2.5.4.9. Дифференциация заявок по суткам в рамках интервала расчета ВСВГО.

Обеспечит возможность задания участником различных ценовых заявок в течении интервала планирования с целью наиболее адекватного учета экономических предпочтений участников.

2.5.4.10. Загрузка данных из фрагментов расчетной модели и баз данных непосредственно из директорий файлового адаптера корпоративной интеграционно-транспортной системы по мере их появления (режим слежения).

Позволит автоматизировать и ускорить процесс сбора большой расчетной модели ЕЭС России из фрагментов моделей объединенных энергосистем (ОЭС), подготавливаемых (актуализируемых) в филиалах ОАО «СО ЕЭС» уровня ОДУ.

2.5.4.11. Реализация интерфейса загрузки информации по команде оператора из программно-аппаратного комплекса «Обмен информацией с участниками рынка» по заданным в интерфейсе объектам генерации и периоду времени; помещение загруженной информации в базу данных ВСВГО с заменой/ корректировкой соответствующих данных, ранее загруженных из расчетной модели.

Оперативный прием уточняющих уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования позволит повысить качество подготовки исходных данных для расчета ВСВГО, исключить временной разрыв между подготовкой информации участниками рынка и проведением расчета, что должно обеспечить высокую выполняемость результатов ВСВГО.

2.5.4.12. Реализация дополнительных функций в части проверки и анализа исходных данных ВСВГО, в частности:

а) отображения иерархии объектов (энергосистемы, электростанции, неблочные части, режимные генерирующие единицы, турбогенераторы, группы турбогенераторов);

б) отображения и коррекции всех участвующих в расчете параметров отдельных единиц генерирующего оборудования и групп генерирующего оборудования (станции, неблочные части, режимные генерирующие единицы, группы турбогенераторов);

в) просмотра и коррекции состояния единиц генерирующего оборудования в период, предшествующий расчетному;

г) отображения и коррекции состояния сетевых элементов расчетной модели и ограничений, включая признак контроля, перетоков сечений в соответствии с перечнем отображаемых элементов;

д) коррекции данных в режиме «сдвига по времени» в обоих направлениях.

2.5.4.13. Разработка механизма анализа результатов расчета ВСВГО (причин пусков/остановов генерирующего оборудования) в интерфейсе пользователя по алгоритму «что если?».

Рассчитываются последствия отмены выбранного оператором пуска (останова, пары пуск-останов на одной электростанции), а именно:

а) будут ли при этом нарушены какие-либо ограничения, заданные на соответствующий период времени;

б) как изменится значение целевой функции (с учетом оплаты пусков, стоимости выработки электроэнергии).

2.5.4.14. Общая оптимизация процесса расчета с целью увеличения скорости расчета на основном многопроцессорном сервере ВСВГО.

Выполняется разбиение задачи, решаемой на предварительных итерациях этапа расчета оборудования на параллельно решаемые подзадачи (посуточные) с целью повышения степени параллелизма расчета и увеличения скорости расчета на многопроцессорном сервере. Выполнение операций над хранилищем в асинхронном режиме, параллельно с основными операциями позволит сократить время на подготовительных этапах, не связанных непосредственно с процессом расчета, более полно используя преимущества многопроцессорной системы.

2.5.5. Инвестиционные работы и операционные расходы ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2013 годы и на перспективу

С целью инновационного развития технологии ВСВГО в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» в 2011÷2012 годах реализуются следующие работы (табл.10):

Таблица 10

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Переработка (модификация) и внедрение ПО «Выбор состава включенного генерирующего оборудования»	2009÷2011	36 000,0
2	Модификация программно-аппаратного комплекса «Выбор состава включенного генерирующего оборудования»	2012÷2013	20 000,0
Итого по инновационным работам:			56 000,0

Кроме инвестиционных расходов, необходимы операционные расходы по статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» (юридические, информационные услуги, расходы на рекламу, аудиторские и консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы), ежегодный размер которых оценивается не менее 15 000,0 тыс.руб. с НДС.

Состав инвестиционных работ, объем инвестиционных средств и операционных расходов по статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» на 2013÷2016 годы и до 2020 года определяется с учетом итогов выполнения работ в 2011÷2012 годах и совершенствования регламентов присоединения к торговой системе оптового рынка.

2.6. Совершенствование средств и деятельности по расчету и анализу электрических режимов

2.6.1. Разработка программного обеспечения для автоматического расчета и анализа электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях (режимы «N-1», «N-2»)

Деятельность по анализу электрических режимов ЕЭС России является основой для осуществления оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими режимами энергосистем в целях обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Надежность должна обеспечиваться как в нормальных режимах работы энергосистемы, так и при наступлении любого вероятного аварийного возмущения, связанного с аварийным отключением одного или нескольких электросетевых или генерирующих объектов. Виды аварийных возмущений, при возникновении которых должно обеспечиваться надежное и устойчивое функционирование энергосистемы, определены Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277 (далее – Методические указания).

Определение области допустимых режимов работы энергосистемы в целях обеспечения требований, установленных Методическими указаниями, производится посредством проведения комплекса расчетов нормальных и послеаварийных электроэнергетических режимов с использованием расчетных моделей электроэнергетических систем.

Анализ результатов расчетов на соответствие электроэнергетических режимов требованиям Методических указаний в части обеспечения в нормальном и во всех рассматриваемых послеаварийных режимах нормативных запасов по статической аperiodической устойчивости по активной мощности, запасов по напряжению в узлах нагрузки, допустимой токовой нагрузки электросетевого оборудования в настоящее время проводится силами технологического персонала Системного оператора, как правило, вне оперативного контура управления электроэнергетическими режимами работы энергосистем.

В настоящее время расчеты установившихся электроэнергетических режимов во всех диспетчерских центрах ОАО «СО ЕЭС» производятся с использованием корпоративного программного комплекса RastrWin (далее – ПК RastrWin), разработанного филиалом ОАО «НИИПТ» «Системы управления энергией».

При определении области допустимых электроэнергетических режимов с использованием ПК RastrWin выполняются серии расчетов предельных по устойчивости установившихся электроэнергетических режимов. При этом определение сетевых ограничений и требуемых действий диспетчерского персонала для подавляющего числа случаев осуществляется заблаговременно

на основании учета наиболее неблагоприятных системных условий, что в ряде случаев приводит к их ужесточению.

При оперативном управлении электроэнергетическим режимом в реальном времени целесообразно определение необходимости и объема реализации управляющих воздействий с большей точностью и учетом схемно-режимных и режимно-балансовых условий, сложившихся на момент принятия решения диспетчерским персоналом. Кроме того, при оперативном управлении электроэнергетическим режимом существует вероятность возникновения нетиповых схемно-режимных ситуаций, решения по которым отсутствуют и должны приниматься с минимальными временными затратами.

Автоматизация расчетного анализа вероятных аварийных событий в энергосистеме является нормой зарубежной практики. Наряду с такими автоматизированными и автоматическими процедурами как оценивание состояния режима, ввод режимных параметров энергосистемы в допустимую область, определение действий, восстанавливающих нормальное функционирование энергосистемы после аварийных событий, автоматический анализ вероятных аварийных событий в энергосистеме является одной из ключевых процедур, осуществляемых современными зарубежными автоматизированными системами оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.

Учитывая изложенное, необходимо дополнение существующих принципов и алгоритмов анализа качественно новыми, позволяющими осуществлять быстродействующий автоматический расчет и анализ электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях (режимы «N-1», «N-2»).

С целью создания средств автоматического расчета и анализа электрических режимов вероятных аварийных ситуациях в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» в 2011÷2012 годах реализуется работа (табл.11):

Таблица 11

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Создание ПО анализа электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях в виде отдельного EMS-приложения для использования в автоматизированной технологии ОАО «СО ЕЭС»	2012	15 000,0
Итого по инновационной работе:			15 000,0

Описание работы.

Для автоматизированного анализа вероятных аварийных событий в дополнение к ПК RastrWin разрабатывается EMS-приложение, предназначенное для работы в контурах оперативного управления, планирования и предварительного исследования электроэнергетических режимов. Разрабатываемое EMS-приложение должно позволять в автоматизированном или ручном режиме (опционально) осуществлять анализ возможности нарушения установленных требований к параметрам электроэнергетического режима в исследуемых схемно-режимных и режимно-балансовых ситуациях при возник-

новении аварийных возмущений. Внедрение EMS-приложения позволит наиболее полно и обоснованно использовать возможности электрических сетей по передаче электроэнергии с соблюдением нормативных показателей надежности энергосистем.

Функции, которые должны поддерживаться разрабатываемым EMS-приложением:

1) Автоматический расчет послеаварийных установившихся электроэнергетических режимов по заранее заданному списку критичных аварийных возмущений. Применение данного функционала позволит существенно сократить время, требующееся технологам, для анализа вероятных послеаварийных режимов посредством исключения необходимости ручной коррекции базовой расчетной математической модели.

2) Визуализация результатов расчетов набора послеаварийных установившихся электроэнергетических режимов в эргономичной выходной форме. Это позволит обеспечить адекватную оценку результатов выполненных расчетов в минимальное время с целью дальнейшего принятия решения о необходимости коррекции электроэнергетического режима, обеспечивающей отсутствие нарушения параметрами электроэнергетического режима допустимых значений в послеаварийных схемах.

3) Автоматический и автоматизированный режим работы. Опциональное использование двух режимов работы позволит использовать данное EMS-приложение не только для решения исследовательских задач в режиме off-line, но и в качестве программного обеспечения реального времени для использования при оперативном управлении электроэнергетическим режимом диспетчерским персоналом.

EMS-приложение, выполняющее анализ электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях, должно быть реализовано как самостоятельное программное обеспечение (ПО), имеющее возможность интеграции с действующими корпоративными программными продуктами ОАО «СО ЕЭС», осуществляющими решение задач оценивания состояния, расчета установившихся электроэнергетических режимов (ПО актуализации расчетных моделей энергосистем «Барс», ПК оценки состояния «Космос», ОИК СК-2007, др.) для обмена данными в целях получения исходных данных о потоках активной мощности по электрическим связям, входящим в контролируемые сечения, и представления результатов расчетов диспетчеру на формах визуализации СК-2007.

Состав инвестиционных работ, объем инвестиционных средств и операционных расходов по статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» на 2013÷2016 годы и до 2020 года для развития средств и совершенствования деятельности по расчету и анализу электрических режимов определяется с учетом итогов выполнения работ в 2011÷2012 годах.

2.6.2. Разработка программного обеспечения «Ввод режима в допустимую область»

Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части энергосистем, а также выполнение расчетов установившихся режимов, статической и динамической устойчивости входят в перечень основных задач производственно-технологической деятельности ОАО «СО ЕЭС».

Ввод режима в допустимую область (ВРДО) является одной из классических задач анализа, исследования и управления режимами электроэнергетических систем. Решение задачи ВРДО позволяет диспетчерскому персоналу оптимально выбирать управляющие воздействия, которые необходимы для обеспечения требуемого уровня надежности при выходе режима (например, в результате аварийного события) за границы области, удовлетворяющей нормативным требованиям, а также оптимизировать режим по той или иной целевой функции. Область допустимых режимов задается с помощью критериев, описанных в Методических указаниях.

Функция ВРДО частично реализована в эксплуатируемом в ОАО «СО ЕЭС» программном комплексе RastrWin для расчёта установившихся режимов и позволяет производить ввод режима в допустимую область по уровням напряжения за счет воздействия на источники реактивной мощности и вещественные коэффициенты трансформации трансформаторного оборудования, не учитывая основных особенностей регулирования.

В ОАО «СО ЕЭС» в настоящее время отсутствует полнофункциональный комплекс, позволяющий обеспечить корректное решение задачи ВРДО по различным параметрам электроэнергетического режима. Эксплуатируемые в настоящее время программные комплексы решают проблему ВРДО лишь для отдельных частных случаев и со значительными допущениями.

В рамках Инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» в 2009÷2011 годах поэтапно реализуется разработка необходимого программного обеспечения.

Таблица 12

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Модификация ПО «Ввод режима в допустимую область»	2009÷2011	20 000,0
Итого по инновационным работам:			20 000,0

Описание работ.

Из-за отсутствия в настоящее время программных средств, позволяющих осуществить решение задачи ВРДО в полном объеме, определение требуемых объёмов управления производится в режиме off-line, с помощью проведения серии предварительных расчётов, которые не полностью учитывают

особенности сложившейся в конкретный момент времени схемно-режимной ситуации, что может привести к разработке неоптимального управления.

Применяемые алгоритмы не позволяют решать основную задачу – осуществлять ввод режима в допустимую область по наиболее важным параметрам электроэнергетического режима – токовой нагрузке ЛЭП и электросетевого оборудования и перетокам активной мощности по ЛЭП или в контролируемых сечениях. Кроме того, отсутствует возможность использования целевых функций, совмещающих различные параметры.

В существующей реализации ВРДО не учитываются существенные технические особенности моделирования (авто)трансформаторов, такие, как зависимость реактивного сопротивления трехфазных автотрансформаторов от положения РПН комплексного коэффициента трансформации при реализации продольно-поперечного регулирования и т.п., что снижает точность моделирования реакций энергосистемы на управляющие воздействия.

В существующих программных комплексах отсутствует возможность проведения ВРДО для ряда последовательных режимов. Осуществление ВРДО для одного режима не позволяет решать такие важные задачи, как проверка достаточности резервов мощности с учетом пропускной способности сети; достаточности регулировочных способностей включенного оборудования в случае ожидаемого внепланового отключения/включения оборудования на заданном предстоящем интервале времени, др. Отсутствие данного функционала затрудняет для диспетчерского и технологического персонала принятие обоснованных решений о необходимости включения оборудования из резерва, о необходимости досрочного прекращения ремонтных работ, о целесообразности задержки внепланового отключения оборудования.

В 2011 году для повышения эффективности решения расчётных задач и надёжности оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России разрабатываются новые программные средства решения задачи ВРДО, поддерживающие выполнение следующих функций:

- 1) Ввод режима в допустимую область по всем электрическим параметрам электроэнергетического режима (токи, напряжения, перетоки мощности), генерирующего оборудования (границы диапазонов активной и реактивной мощности) и по перетокам мощности в контролируемых сечениях с использованием методов комплексной оптимизации электроэнергетических режимов. Полный набор целевых функций позволит осуществлять решение задачи ВРДО как для каждого из параметров электроэнергетического режима, так и для их произвольной комбинации, что повысит оптимальность и эффективность управления электроэнергетическим режимом.

- 2) Моделирование действия локальной противоаварийной автоматики и предполагаемых формализованных действий оперативного персонала. Это позволит осуществлять выполнение заранее определенных изменений в расчетной модели (моделирование управляющих воздействий) в зависимости от значений контролируемых параметров и заданной логики управления. Данный функционал позволит учесть действие основных устройств противоава-

рийного управления, принимать решения по управлению с их учётом, тем самым увеличивая адекватность принимаемых решений.

3) Актуализация сетевых ограничений на основании сведений о топологии сети и других влияющих факторах с помощью быстродействующего блока определения сетевых ограничений. Данная функция позволит автоматизировать процесс подготовки исходных данных при изменяющихся схемно-режимных условиях, в том числе при проведении расчётов для последовательности электроэнергетических режимов.

4) Учёт технических ограничений, связанных с регулированием напряжения трансформаторов, а также моделей трансформаторного оборудования. Это позволит существенным образом сблизить реакции (отклик системы на управляющие воздействия) реальной системы и её математической модели и тем самым повысить адекватность расчетных управляющих воздействий, что, в свою очередь, позволит использовать приложение как инструмент не только для специалиста-технолога, но и для диспетчерского персонала.

Программный комплекс для решения задачи ВРДО должен быть реализован в виде EMS-приложения, базирующегося на необходимой для его работы функциональности программного ядра комплекса расчёта установившихся режимов и интегрированного с действующими корпоративными программными комплексами ОАО «СО ЕЭС».

В 2012÷2013 годах планируется дальнейшее развитие программного комплекса с учетом результатов, полученных по инвестиционным работам 2011 года. Дальнейшее развитие расчётных алгоритмов, используемых в программном комплексе, должно привести к повышению точности выполнения расчётов и, как следствие – к повышению эффективности диспетчерского управления.

2.6.3. Совершенствование программного комплекса расчета установившихся режимов и статической устойчивости

Планирование и управление электроэнергетическими режимами ЕЭС России осуществляется на основании заданных ОАО «СО ЕЭС» контролируемых сечений в электрической сети и максимально допустимых перетоков активной мощности в них.

Определение величин максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях осуществляется в соответствии с требованиями Методических указаний и связано с необходимостью проведения комплекса расчетов установившихся электроэнергетических режимов энергосистем, статической устойчивости электрических станций и контролируемых сечений и динамической устойчивости генерирующего оборудования электрических станций с использованием расчетных моделей электроэнергетических систем.

В настоящее время для проведения расчетов установившихся электроэнергетических режимов и статической устойчивости (предельных по устойчивости электроэнергетических режимов) используется ПК RastrWin. ПК RastrWin предназначен для работы под управлением операционной системы Windows XP и является локальным программным комплексом, функционирующим на автоматизированных рабочих местах конечных пользователей и осуществляющим информационный обмен посредством приема и передачи файлов данных.

Промышленная эксплуатация программного комплекса RastrWin в ОАО «СО ЕЭС» осуществляется на протяжении более 5 лет. За указанное время во многих направлениях электроэнергетической отрасли произошли существенные изменения, учет которых необходим не только при выполнении проектных работ и принятии инвестиционных решений, но и при развитии расчетных программных комплексов, что требует модернизации соответствующих программных продуктов.

В 2011÷2012 годах в целях обеспечения максимально эффективного решения расчетных задач, корректного учета в расчетных моделях всего спектра современного оборудования, применения современных расчетных методов, позволяющих повысить точность выполняемых расчетов, необходимо развитие и усовершенствование программного комплекса RastrWin по следующим направлениям:

- 1) Модернизация расчетного алгоритма в части более точного и корректного моделирования электрических режимов близких к предельным: позволит обеспечить более точный расчет предельных по статической устойчивости электроэнергетических режимов и более точно определить максимально допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях.

- 2) Модернизация расчетного метода в части увеличения надежности расчета электроэнергетических режимов на схемах большой размерности: снизит вероятность возникновения ошибок в расчетах сбалансированных электроэнергетических режимов и повысит точность получаемых результатов.

3) Интеграция в программный комплекс моделей современных устройств, в том числе выполненных с использованием технологии FACTS: позволит осуществлять адекватное моделирование вышеуказанных устройств в расчетных моделях и повысить точность выполняемых расчетов установившихся и предельных электроэнергетических режимов.

4) Поддержка платформы «.NET»: позволит обеспечить гибкую интеграцию программного комплекса с иными расчетными приложениями, как используемыми в настоящее время, так и планируемыми к разработке в целях создания современной расчетной системы, не уступающей по своим функциям иностранным аналогам.

5) Реализация и настройка интерфейсов связи с используемыми в ОАО «СО ЕЭС» расчетными программными комплексами оценивания состояния, расчетов переходных режимов и динамической устойчивости: обеспечит возможность интеграции указанных программных комплексов и повысит эффективность работы технологического персонала при решении комплексных задач обеспечения надежности электроэнергетических режимов.

6) Усовершенствование и обеспечение возможности пользовательской настройки пользовательского интерфейса, что снизит объем выполняемой пользователем механической работы, время на обработку результатов расчетов, и, как следствие, повысит эффективность реализации основных деловых процессов Системного оператора.

7) Проработка технических аспектов перехода к новым операционным системам (например, Windows 7 и иным) без снижения функциональности программного комплекса и с сохранением возможности работы на более ранних версиях операционных систем.

В 2013÷2016 годах и на перспективу до 2020 года, учитывая современные тенденции в области развития программного обеспечения, в том числе специфические особенности, характерные для электроэнергетической отрасли, дальнейшее развитие ПК RastrWin прогнозируется по пути расширения его функциональности, автоматизации выполняемых деловых процессов и повышения эргономичности:

1) Глубокая интеграция с общей информационной моделью (СИМ-модель): сократит время, требующееся технологическому персоналу при подготовке и вводе базовой информации для проведения расчетов.

2) Дальнейшее развитие расчетных методов, обеспечивающих надежную сходимость итерационного процесса решения систем нелинейных алгебраических уравнений большой размерности в условиях усложнения используемых математических моделей отдельных элементов электроэнергетической системы, постоянного расширения спектра используемого в ЕЭС России электросетевого и генерирующего оборудования и роста размерности используемых для проведения расчетов расчетных моделей.

3) Переход на использование сетевой архитектуры и отказ от принципов локальной установки: повысит надежность эксплуатации и обслуживания программного комплекса и сократит расходы на его сопровождение и обновление.

2.6.4. Создание программного комплекса расчета динамической устойчивости

Повышение надежности и эффективности функционирования ЕЭС России требует создания инструментария для достоверной оценки уровней ее динамической устойчивости во всех возможных эксплуатационных режимах, а также проведения детальной экспертизы принимаемых технических решений при развитии электрической сети и вводе новых энергообъектов.

В 90-х годах XX века в ЕЭС России на различных уровнях оперативно-диспетчерского управления широко использовались такие программные комплексы расчета переходных электромеханических процессов и динамической устойчивости как Mustang, КУ ВНИИЭ, Корона, Дакар. Наибольшее распространение получил программно-вычислительный комплекс Mustang.

ПВК Mustang предназначен для выполнения расчетов по моделированию установившихся режимов энергосистем и электромеханических переходных процессов. Комплекс разработан с использованием языка программирования С++ Builder 5, является приложением Win32 для операционной системы Windows 95/98/NT/2000/XP. С 2005 года ПВК Mustang не поддерживается и не развивается, что привело к его моральному устареванию и несоответствию изменившимся функциональным требованиям:

отсутствуют встроенные модели многих современных регуляторов, устройств противоаварийной и режимной автоматики, РЗА, энергетического оборудования;

отсутствует возможность добавления пользовательских моделей в расчетную схему;

применяется упрощенное представление нагрузки;

используется недостаточно гибкий механизм привязки модели нагрузки к узлам расчетной схемы;

отсутствует возможность расчета электромагнитных переходных процессов.

С 2007 года в исполнительном аппарате и филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ введен в промышленную эксплуатацию программно-вычислительный комплекс EUROSTAG, который был создан совместно ELECTRICITE DE FRANCE (организация, выполняющая функции системного оператора энергосистемы Франции) и фирмой TRACTEBEL (научно-технический центр при системном операторе энергосистемы Бельгии). Программа предназначена для расчета электромеханических переходных процессов любой длительности и определения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций, а также иных исследовательских задач.

Эксплуатирующееся в настоящее время в ОАО «СО ЕЭС» программное обеспечение расчета переходных процессов и динамической устойчивости EUROSTAG содержит ряд ограничений, что не позволяет осуществлять решение актуальных задач оценки динамической устойчивости с максимальной эффективностью:

1) Интерфейс пользователя исследовательского комплекса Eurostag предоставляет возможность вносить лишь небольшие корректировки в исходные данные и не предназначен для интенсивной работы в оперативном режиме. Это заставляет осуществлять подготовку исходных данных в стороннем ПО и при помощи специализированного конвертора проводить конвертацию данных в формат программного комплекса Eurostag. Такой механизм корректировки исходных данных ограничивает оперативность решения режимных задач.

2) Из-за иных принципов противоаварийного управления в программных комплексах зарубежной разработки, к которым относится исследовательский комплекс Eurostag, отсутствуют модели таких важных автоматических устройств как автоматика ликвидации асинхронного режима, автоматика частотной разгрузки и ряда других. Это приводит к необходимости выполнения ряда дополнительных расчетов для учета действия автоматических устройств, широко применяемых в ЕЭС России, что увеличивает общее время анализа динамической устойчивости.

3) Невозможна интеграция расчетных модулей в состав систем SCADA с целью обеспечения проверки допустимости режимов по условию динамической устойчивости на этапе планирования и в режиме реального времени.

4) Необходимо многократное описание моделей энергосистем в различных ПВК и одновременное поддержание их в актуальном состоянии из-за несовместимости форматов, либо использование промежуточных конвертеров с частичной потерей информации.

В рамках Инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» с 2007 года реализуется разработка качественного нового отечественного программного обеспечения для выполнения расчетов динамической устойчивости (табл.13).

Таблица 13

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
1	Разработка программного обеспечения для моделирования переходных процессов в электроэнергетических системах	2007÷2011	59 000,0
Итого по инновационным работам:			59 000,0

Описание работ.

В целях эффективного решения расчетных задач по определению динамической устойчивости энергосистем с учетом требований Методических указаний в ОАО «СО ЕЭС» в 2007 году начата работа по созданию нового программно-вычислительного комплекса расчета переходных процессов и динамической устойчивости RuStab (договор с ЗАО «Техсистем групп» от 04.12.2007 № 384 на 59 000,0 тыс.руб. с НДС).

Разрабатываемый ПВК RuStab имеет следующие характеристики:

1) Интегрированный с программой расчета установившегося режима и статической устойчивости (ПВК RastrWin) пользовательский интерфейс, бо-

лее простой и понятный пользователю, чем интерфейс программных комплексов зарубежной разработки: позволяет сократить требующееся для проведения расчетов время за счет сокращения времени на ввод исходных данных и возможности проводить анализ результатов расчета переходных процессов и установившегося режима в рамках единого интерфейса на единой расчетной модели.

2) Наличие обширной библиотеки моделей энергетического оборудования и автоматики отечественного и зарубежного производства, в том числе выполненного с использованием силовой электроники FACTS, моделей возобновляемых источников электроэнергии: позволяет повысить точность проводимых расчетов.

3) Возможность создания пользовательских моделей с использованием специализированного «визуального конструктора моделей»: позволяет оперативно создавать расчетные модели нового или модернизированного оборудования и автоматических устройств.

4) Модернизация расчетного алгоритма в части увеличения скорости и точности проведения расчетов, в том числе за счет применения метода интегрирования с переменным шагом: при неизменном качестве проводимых расчетов позволяет сократить время их проведения.

5) Снятие ограничений на размерность расчетной модели: позволяет повысить точность моделирования переходных процессов за счет более подробного представления энергосистем.

6) Создание средств анализа колебательной устойчивости и качества настройки устройств регулирования генерирующего оборудования.

7) Использование современных методов численного интегрирования с переменным шагом без потери точности расчета, а также интеграция подробных моделей тепловой части электрических станций: позволяет проводить качественный анализ длительных переходных процессов и колебательной устойчивости.

Создание отечественной разработки программного комплекса расчета переходных процессов и динамической устойчивости на уровне мировых аналогов позволяет быть независимыми от зарубежных разработчиков и получать русскоязычное техническое сопровождение.

На период 2013÷2016 годов и до 2020 года развитие инструментария расчета переходных процессов и динамической устойчивости пойдет по пути повышения качества моделирования переходных процессов в целях более качественной оценки динамической устойчивости энергосистем, дальнейшего расширения функциональных возможностей программ моделирования. К задачам в этой области относятся следующие.

1) Модернизация интерфейсов ввода-вывода с целью поддержки общей шины данных информационной модели (СІМ-модели). Реализация возможности автоматического создания расчетной модели на основе описания информационной СІМ-модели по состоянию на любой ретроспективный или

перспективный момент времени, а также корректировки расчетной модели в режиме реального времени. Это позволит проводить расчеты динамической устойчивости для решения технологических задач в режиме реального времени и режиме изучения в составе автоматизированной системы SCADA.

2) Дальнейшее развитие расчетных методов, в том числе обеспечивающих моделирование, как быстрых электромагнитных переходных процессов, так и длительных переходных процессов, связанных с небалансом активной мощности и моделированием работы систем первичного и вторичного регулирования частоты.

3) Усовершенствование программной реализации расчетных модулей для поддержки современных многопроцессорных систем и вычислительных кластеров позволит эффективно использовать современные вычислительные мощности и снизить затраты времени на проведение расчетов в схемах большой размерности.

4) Переход на использование сетевой архитектуры программного комплекса, позволяющего отказаться от принципа локальной установки. Это повысит надежность эксплуатации и обслуживания программного комплекса и сократит расходы на его сопровождение и обновление.

5) Добавление «пакетного режима» обработки входных данных, что позволит проводить расчеты динамической устойчивости при различных сценариях аварийных возмущений (проверка критерия «N-1»).

2.7. Совершенствование средств и деятельности по перспективному планированию электрических режимов

Работы по расчетам и анализу перспективных электроэнергетических режимов, разработке перспективных расчетных моделей ЕЭС России и региональных энергосистем субъектов Российской Федерации составляют основное содержание инновационного развития средств и деятельности по перспективному планированию электрических режимов в 2011–2016 годах и на период до 2020 года.

Участие ОАО «СО ЕЭС» в формировании перспективных расчетных моделей ЕЭС России и энергосистем субъектов Российской Федерации предусмотрено нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, определено, что ОАО «СО ЕЭС»:

участвует в разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, в том числе дает предложения о перечне и размещении объектов электроэнергетики;

разрабатывает схему и программу развития ЕЭС России, включая прогноз спроса по территориям субъектов Российской Федерации, в том числе дает предложения по перечню электрических станций и электросетевых объектов и их размещению, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной ЕЭС России;

участвует в разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, в том числе дает предложения по развитию распределительных сетей, перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации.

В целях исполнения указанных функций ОАО «СО ЕЭС»:

– осуществляет сбор и анализ информации о планируемых вводах и демонтаже объектов генерации и электросетевой инфраструктуры, а также о динамике изменения электропотребления;

– проводит расчеты и анализ перспективных электроэнергетических режимов;

– реализует процедуры разработки перспективных расчетных моделей ЕЭС России и региональных энергосистем субъектов Российской Федерации;

– осуществляет методическое обеспечение деятельности по перспективному планированию электроэнергетических режимов.

Перспективные расчетные модели, формируемые ОАО «СО ЕЭС», являются основой для обеспечения развития энергосистем и координации планов субъектов электроэнергетики по строительству генерирующих объектов и объектов электросетевого хозяйства. При этом перспективная модель ЕЭС России является основой для проведения расчетов перспективных электроэнергетических режимов как ЕЭС России, так и региональных энергосистем субъектов Российской Федерации.

Впервые перспективная модель ЕЭС России была создана ОАО «СО ЕЭС» в 2008 году с привлечением разработчика ОАО «НИИПТ» (г. Санкт-Петербург). Ранее для расчетов перспективных электроэнергетических режимов каждый раз создавалась своя модель. Создание перспективной модели требует значительных временных затрат и трудовых ресурсов, поэтому в 2007 году было принято решение об организации в ОАО «СО ЕЭС» формализованной процедуры формирования перспективной модели ЕЭС России.

С целью упорядочения и формализации процесса ее создания в 2009 году разработан Порядок разработки перспективных расчетных моделей, утвержденный и введенный в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2009 № 486. В 2010 году перспективная расчетная модель ЕЭС России создана в соответствии с указанным Порядком.

Основные задачи деятельности ОАО «СО ЕЭС» в 2011÷2016 годах и до 2020 года по разработке перспективных расчетных моделей ЕЭС России и региональных энергосистем субъектов Российской Федерации:

- формализация процедур ежегодной актуализации перспективных расчетных моделей и ежегодное проведение указанных процедур в строгом соответствии с регламентными сроками;
- ежегодная подготовка исходной информации для проведения расчетов перспективных электроэнергетических режимов на основе перспективной модели ЕЭС России и с использованием различных программных комплексов (например, анализ перспективной загрузки электростанций с учетом сетевых ограничений);
- организация исследований перспективных электрических режимов на основе актуализированных перспективных расчетных моделей, в том числе прогнозирование наличия «узких мест» и изменения величин максимально допустимых перетоков (МДП) в контролируемых сечениях при изменении топологии электрической сети, с целью подготовки предложений ОАО «СО ЕЭС» в программы перспективного развития электроэнергетики в целом;
- проведение анализа предложений по развитию ЕНЭС, анализа программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации по мере их внесения на рассмотрение.

Финансирование работ по актуализации математической модели и базы данных ЕЭС России и ежегодным исследованиям перспективных электрических режимов ЕЭС России осуществляется в рамках Инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС». Постоянная структура Инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» включает проект 1.2. «НИОКР и проектные работы по моде-

лированию, расчетам и анализу перспективных режимов, разработке схем и программ развития электроэнергетики, условий параллельной работы с энергосистемами зарубежных стран», в рамках которого реализуются указанные работы. Кроме того, для финансирования работ по экспертизе схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, вносимых на согласование в ОАО «СО ЕЭС», используются средства сметы затрат. Размер указанных средств определяется ежегодно при определении необходимой валовой выручки ОАО «СО ЕЭС» от реализации услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в соответствии с тарифными заявками ОАО «СО ЕЭС» и решениями, принимаемыми уполномоченными регулирующими органами по результатам их рассмотрения.

Ориентировочная потребность финансирования в 2011÷2016 годах соответствующих мероприятий и работ, курируемых Службой долгосрочного планирования энергетических режимов (СДПЭР) и директором по управлению развитием ЕЭС, составляет (табл.14):

Таблица 14

СДПЭР							
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)							
Проект 1.2. «НИОКР и проектные работы по моделированию, расчетам и анализу перспективных режимов, разработке схем и программ развития электроэнергетики, условий параллельной работы с энергосистемами зарубежных стран»							
НИР «Выполнение работ по ежегодной актуализации математической модели и базы данных ЕЭС России и ежегодным исследованиям перспективных электрических режимов ЕЭС России на 12-летнюю перспективу»		27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000
НИР «Разработка предложений для включения в схему и программу развития ЕЭС России по операционной зоне ОДУ Северо-Запада»		8 475	8 475	-	-	-	-
НИР «Разработка предложений для включения в схему и программу развития ЕЭС России по операционной зоне ОДУ Центра»		-	12 712	12 712	-	-	-
НИР по разработке предложений для включения в схемы и программы развития ЕЭС России по операционным зонам иных ОДУ		-	-	10 000	10 000	10 000	10 000
Иные инвестиционные работы, связанные с формированием схем и программ развития ЕЭС России, а также предложений ОАО «СО ЕЭС»:		-	-	9 000	22 000	22 500	23 000

<ul style="list-style-type: none"> – по развитию ЕНЭС, в том числе по перечню электрических станций и электросетевых объектов и их размещению; – по развитию распределительных сетей; – в схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ 						
	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
Услуги технического консалтинга по экспертизе схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации. Иные услуги	18 000	19 440	21 000	22 675	24 500	26 500

§ 3. Научно-техническое сотрудничество

Научно-техническое сотрудничество рассматривается ОАО «СО ЕЭС» как важный фактор инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и активно развивается с 2003 года.

В рамках научно-технического сотрудничества осуществляются обмен научным и производственным опытом, разделение труда и кооперация в проведении научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ; сотрудничество в области научно-технической информации, изобретательства, подготовки научных кадров. Примерами научно-технического сотрудничества являются:

совместные программы научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ, реализуемые ОАО «СО ЕЭС» с российскими и международными организациями путем объединения научных и материальных ресурсов, создания совместных научно-исследовательских групп специалистов или организаций для разработки и использования новейших научно-технических идей, конструирования, технико-экономических расчетов;

совместные эксперименты в области совершенствования действующих средств и деятельности по управлению электроэнергетическим режимом ЕЭС России;

совместные изыскания и изучение зарубежного опыта в области организации оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

текущая координация и консультации по вопросам научно-технической политики в сфере управления электроэнергетическими режимами, обеспечения устойчивости и надежного функционирования крупных энергосистем.

Магистральными направлениями научно-технического сотрудничества ОАО «СО ЕЭС» являются:

1) внутрироссийская инновационная кооперация, включая сотрудничество с инновационным центром «Сколково», ведущими ВУЗами, малыми и средними инновационными предприятиями. К числу российских организаций, с которыми ведется активное сотрудничество, относятся:

- отраслевые научно-исследовательские организации: ОАО «НИИПТ», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ОАО «ЭНИН», ОАО «ВНИИР», ОАО «ВНИИЭ», ОАО «ВТИ», ОАО «НТЦ электроэнергетики», ОАО «Инженерный центр ЕЭС» предприятия «ОРГРЭС», др.;
- отраслевые специализированные организации: НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы», ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», НП «ИНВЭЛ», др.;
- ведущие технические высшие учебные заведения: ЮРГТУ (г. Новочеркасск), НГТУ (г. Новосибирск), УрФУ им.Первого

Президента Российской Федерации Б.Н.Ельцина (г. Екатеринбург), МЭИ (г. Москва), СК ГТУ (г. Ставрополь), НИ ТПУ (г. Томск), др.;

- средние и малые инновационные предприятия, работающие в электроэнергетике: ЗАО «Институт энергетических систем» (г. Москва), ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем» (г. Новосибирск), ООО НВФ «Сенсоры, Модули, Системы» (г. Самара), ЗАО «Монитор Электрик» (г. Пятигорск), ООО «НПП Бреслер» (г. Чебоксары), ООО «Парма» (г. Санкт-Петербург), ООО «ОПТИМА», ЗАО «Техносервь А/С», ООО «Микротест», ЗАО «АМТ Групп», др.

2) международная инновационная кооперация, включая сотрудничество с ведущими международными высокотехнологическими компаниями Siemens AG (Германия), AREVA (Франция), др., международными венчурными фондами, ассоциациями, малым и средним инновационным бизнесом, занятыми в научной, инновационной и деловой деятельности:

- участие в проекте PEGASE;
- участие в Энергодиалоге Россия – Европейское Сообщество;
- участие в Международном Совете по большим электрическим системам высокого напряжения СИГРЭ;
- участие в Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем VLPGO;
- взаимодействие с Европейским сообществом операторов магистральных сетей ENTSO-E, в том числе в целях продолжения исследований и работ по проекту синхронного объединения ЕЭС/ОЭС и UCTE;
- двусторонние контакты ОАО «СО ЕЭС» с зарубежными компаниями, выполняющими функции оперативно-диспетчерского управления: RTE (Франция), Terna (Италия), National Grid (Великобритания), REE (Испания), Midwest ISO (США), др.

В целях реализации настоящей программы в 2011÷2016 годах и до 2020 года особую значимость имеют участие в проекте PEGASE, участие в НП «НТС ЕЭС», развитие международных научно-технических связей, сотрудничество с инновационным центром «Сколково».

3.1. Участие в проекте PEGASE

Развитие европейского рынка электроэнергии привело к увеличению числа трансграничных потоков мощности и как следствие к большей взаимозависимости европейских системных операторов, требующей максимальной слаженности действий. Понимание этого подтолкнуло к началу исследований, направленных на улучшение координации принятия решений по диспетчерскому управлению в зонах ответственности различных системных операторов.

Проект PEGASE (Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation) (далее – Проект) направлен на решение проблем управления режимами европейских электроэнергетических систем и сетей высокого и сверхвысокого напряжения.

Цель Проекта - создание усовершенствованной системы моделирования и оценки состояния панъевропейской сети с целью повышения ее надежности.

Координатор Проекта - компания Suez-Tractebel SA (Бельгия) при активном участии компании RTE (Франция). Обе компании являются разработчиками программно-вычислительного комплекса (ПВК) EUROSTAG, который приобретен ОАО «СО ЕЭС» и внедряется в расчетную практику.

Длительность проекта – 4 года. Начало проекта – 01.07.2008.

Заявка на Проект направлена в Европейскую комиссию Консорциумом из 19 участников – системных операторов, инжиниринговых компаний, ведущих научных центров и университетов Западной Европы, обладающих компетенцией в области исследований электроэнергетических систем и прикладной математики, из 13 стран Европы. ОАО «СО ЕЭС» является членом указанного консорциума.

Преимуществом реализации Проекта в рамках Консорциума является коллективный опыт и предметный диалог его участников благодаря широкому представительству в Проекте как системных операторов – будущих потребителей полученных в результате исследований инструментов, так и инжиниринговых компаний и научных центров – разработчиков.

Задачи научных исследований Проекта, связанные с его целью, следующие:

- повышение качества существующего технологического уровня моделирования больших электроэнергетических систем, которое позволит устранить барьеры, препятствующие представлению всем системным операторам информации о текущем режиме, близкой к реальному времени (с интервалом 5-10 секунд);
- повышение наблюдаемости режимов.

Исследования в Проекте ведутся в рамках семи Рабочих групп Проекта по следующим направлениям:

- 1) создание новой структуры и архитектуры оперативно-диспетчерского управления Европейского энергообъединения и его информационного обеспечения;
- 2) оптимизация режимов;
- 3) оценка состояния системы;
- 4) динамическое моделирование больших энергообъединений и их элементов;
- 5) тестирование динамических моделей больших энергообъединений.

Ключевым направлением исследований является оценивание состояния. Система оценивания состояния будет использовать on-line телеизмерения и данные WAMS. В контексте Проекта оценивание состояния рассматривается как средство предоставления с помощью синхронных дисплеев каждому системному оператору информации о состоянии режима.

По результатам деятельности всех Рабочих групп Проекта готовятся отчеты по следующим темам:

- 1) «Алгоритмы оценивания состояния Европейской энергетической системы»;
- 2) «Прототип оценивания состояния Европейской энергетической системы»;
- 3) «Включение РМУ в двухуровневую систему оценивания состояния энергетической системы. Тестирование на модели»;
- 4) «Архитектура оценивания состояния энергетической системы на подстанции, включая исправление ошибок в топологии. Тестирование на модели»;
- 5) «Тестирование прототипа двухуровневой системы оценки состояния, включая РМУ и оборудование по оцениванию состояния на подстанциях»;
- 6) «Требования к моделированию энергетической системы»;
- 7) «Отчеты испытаний по оцениванию состояния, оптимизации установившихся режимов, тестированию динамической модели и модели квазиустановившихся режимов».

В 2011÷2012 годах в рамках Проекта должны пройти следующие заседания Рабочих групп, научно-технического совета, консультативного совета и совета по стратегическому управлению Проектом (табл.15):

Таблица 15

Заседание	Дата	Место проведения	Предварительный расчет затрат на командировки (тыс.руб.)
Органы управления проектом			
Консульта- тивный совет	8 сентября 2011	Манчестер, Велико- британия	50,0
Совет по стратегиче- скому управ- лению	9 сентября 2011	Манчестер, Велико- британия	
Научно-технический совет			
НТС	16-17 марта 2011	Ахен, Германия	50,0
НТС	29-30 июня 2011	Рига, Латвия	50,0
НТС	14-15 декабря 2011	Париж, Франция	60,0
НТС	27-28 июня 2012	Стамбул, Турция	60,0
Рабочие группы (РГ)			
РГ2	апрель 2011 (1-дневное мероприятие)	Европа (место прове- дения уточняется)	50,0
РГ5	май 2011 (1-дневное мероприятие)	Европа (место прове- дения уточняется)	50,0
РГ5	ноябрь 2011 (1-дневное мероприятие)	Европа (место прове- дения уточняется)	50,0
РГ6	август 2011 (1-дневное мероприятие)	Европа (место прове- дения уточняется)	50,0
РГ6	декабрь 2011 (1-дневное мероприятие)	Европа (место прове- дения уточняется)	50,0
РГ6	январь 2012 (1-дневное мероприятие)	Европа (место прове- дения уточняется)	50,0
РГ6	апрель 2012 (1-дневное мероприятие)	Европа (место прове- дения уточняется)	50,0
Итого:			620,0

Основная цель участия ОАО «СО ЕЭС» в Проекте – решение задач инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическими режимами ЕЭС России за счет:

- развития и совершенствования существующих методов и инструментов моделирования больших электроэнергетических систем, включая ПВК EUROSTAG;

- использования новейших достижений и разработки качественно новых методов и инструментов моделирования больших электроэнергетических систем, возможностей применения систем мониторинга переходных

режимов для верификации динамических моделей и оценивания состояния ЕЭС России.

Работы по Проекту включают:

- разработку методов многоуровневого оценивания состояния с использованием технологии векторной регистрации параметров режима;
- разработку новой версии ПВК EUROSTAG, позволяющей анализировать длительную (до 15 мин.) динамику большого энергообъединения;
- тестирование новой версии ПВК EUROSTAG.

Тестирование новой версии ПВК EUROSTAG проводится на объединенной модели UCTE (ENTSO-E) и ЕЭС/ОЭС. ОАО «СО ЕЭС» выполняет работы по созданию тестовой динамической модели энергообъединения ЕЭС/ОЭС, участвует в работе по объединению динамических моделей UCTE (ENTSO-E) и ЕЭС/ОЭС и проводит тестовые расчеты динамического поведения энергообъединения ЕЭС/ОЭС на объединенной динамической модели в соответствии с программой испытаний, которая разрабатывается рабочей группой Проекта.

Расходы ОАО «СО ЕЭС» в Проекте включают затраты на выполнение исследовательских работ в составе Рабочих групп Проекта, на командировки, а также на перевод с английского языка на русский итоговых отчетов Рабочих групп для дальнейшего использования полученных данных в рамках основной деятельности ОАО «СО ЕЭС».

Для финансирования участия ОАО «СО ЕЭС» в Проекте используются средства по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: фонд оплаты труда, командировочные расходы, технический консалтинг, юридические, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы.

Поскольку решение ряда задач связано с выполнением больших объемов работы, и эти задачи не входят в должностные обязанности работников ОАО «СО ЕЭС», также привлекаются внешние российские специалисты на основе соответствующих договоров. Примерная сумма затрат на период реализации Проекта по таким договорам составляет 2 790 000 руб.

Финансирование Проекта осуществляется Европейской комиссией по 7-й рамочной программе ЕС. Участникам Проекта, осуществляющим тестирование результатов исследований, в частности ОАО «СО ЕЭС», Европейская комиссия возмещает 50% допустимых (возмещаемых) расходов. К таким расходам относятся:

- Затраты на персонал (оплата труда, НДФЛ) занятый в Проекте;
- Затраты на командировки;
- Непрямые затраты – страховые взносы, накладные расходы (составляют 35% от суммы затрат на персонал и затрат на командировки).

Кроме того, отчеты по результатам деятельности Рабочих групп Проекта планируется перевести на русский язык для использования в деятельности по инновационному развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Ориентировочная стоимость перевода одного отчета составляет 100,0 тыс. руб. (600 руб. за 1 страницу текста). Данный вид расходов не возмещается Европейской комиссией.

Ориентировочная потребность в финансировании в 2010÷2012 годах мероприятий и работ, связанных с участием ОАО «СО ЕЭС» в Проекте PEGASE, курируемых Отделом научно-технического сотрудничества (ОНТС) и директором по стратегическому планированию и организационному развитию, составляет (табл.16):

Таблица 16

ОНТС					Всего:
		Год	2010	2011	
Всего расходов:		1 957	5 372	2 093	9 422
Возмещаемые расходы, в том числе:		1 957	5 022	1 743	8 722
Прямые расходы:					
Оплата труда, в т.ч. НДФЛ	Работников ОАО «СО ЕЭС»:	1 450	1 450	151	5 841
	Услуги внешних специалистов:	-	1 860	930	
Командировочные расходы	Работников ОАО «СО ЕЭС»:	-	110	110	620
	Внешних специалистов:	-	300	100	
Иные расходы по участию в Проекте (непрямые затраты):		507	1 302	452	2 261
Не возмещаемые расходы, в том числе:		-	350	350	700
Перевод отчетов и другой документации на русский язык		-	350	350	700

3.2. Участие в НП «НТС ЕЭС»

ОАО «СО ЕЭС» является членом отраслевого научно-технического совета (НТС), функционирующего с 20.05.2008 в формате Некоммерческого Партнерства «Научно-технический совет Единой энергетической системы» (НП «НТС ЕЭС»), и принимает активное участие в его деятельности.

До 2008 года Научно-технический совет Единой энергетической системы функционировал в структуре ОАО РАО «ЕЭС России», и по решению Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 29.02.2008 (протокол № 273) обособлен в самостоятельное юридическое лицо в форме некоммерческого партнерства.

В настоящее время членами НП «НТС ЕЭС» являются ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «ОГК-1», ОАО «Квадра» (ОАО «ТГК-4»), ОАО «МоЭСК», ОАО «МОЭК», ОАО «Тюменьэнерго», ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «МРСК Центра и Приволжья», ОАО «МРСК Волги», ОАО «МРСК Сибири», ОАО «Ленэнерго», ОАО «Янтарьэнерго», ОАО «МРСК Юга», ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «РАО Энергетические системы Востока», ОАО «МРСК Северо-Запада», другие организации.

Целью Партнерства является содействие его членам в формировании научно-обоснованной технической и экономической политики в ЕЭС России. НП «НТС ЕЭС» является отраслевым центром выработки и проведения согласованной технической политики в электроэнергетике. В рамках НП «НТС ЕЭС» вырабатываются решения наиболее значимых проблем функционирования и развития ЕЭС России, проводится экспертиза различных проектов и работ в новых областях техники и технологии, программ НИОКР, технического регулирования и стандартизации, издательской деятельности. В частности, отраслевые программные документы, разрабатываемые по поручениям Минэнерго России отраслевыми научно-исследовательскими и проектными организациями по договорам, заказчиком по которым является ОАО «СО ЕЭС», до утверждения представляются на обязательное рассмотрение в НП «НТС ЕЭС» для прохождения научно-технической экспертизы.

Наблюдательный совет Партнерства является постоянно действующим коллегиальным органом управления Партнерства и осуществляет общее руководство деятельностью партнерства, за исключением решения вопросов, отнесенных к компетенции Общего собрания членов Партнерства. Председателем Наблюдательного совета Партнерства является Министр энергетики Российской Федерации Шматко Сергей Иванович. Президентом НП «НТС ЕЭС», Председателем Научно-технической Коллегии является член корреспондент РАН, профессор, д.т.н. Дьяков Анатолий Федорович.

В составе Партнерства работает Научно-техническая коллегия (Коллегия), членами которой являются ведущие российские ученые и высококвалифицированные специалисты в энергетике, в том числе академики, члены-корреспонденты РАН, доктора и кандидаты наук. На Коллегии рассматриваются проекты строительства, технического перевооружения и реконструкции

энергетических объектов, нормативно-технические документы, технико-экономические обоснования внедрения новых технологий и другие проекты и работы по ЕЭС России, которые требуют квалифицированной экспертизы и поддержки. В составе Коллегии работают 14 специализированных секций и 2 подсекции, которые рассматривают отдельные проблемы развития субъектов ЕЭС России. Представители ОАО «СО ЕЭС» входят в состав Коллегии и специализированных секций.

Участие в НП «НТС ЕЭС» является важным направлением научно-технического сотрудничества ОАО «СО ЕЭС», подлежащим продолжению и развитию в целях обеспечения инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическими режимами ЕЭС России.

В 2011÷2016 годах и на перспективу до 2020 года планируется обеспечить участие представителей ОАО «СО ЕЭС» в рассмотрении вопросов по всем основным направлениям деятельности Партнерства, в том числе:

- внедрение новейших технологий науки и техники;
- техническое перевооружение предприятий электроэнергетики;
- инвестиционная политика;
- развитие ЕЭС России;
- законодательное и нормативно-техническое обеспечение;
- рациональное размещение предприятий электроэнергетики;
- проекты новых технологий и оборудования;
- автоматизированное управление технологиями и предприятиями;
- комплексное использование гидроэнергетического потенциала;
- внешние энергетические связи и параллельная работа с энергосистемами других стран.

Потребность в финансировании участия ОАО «СО ЕЭС» в работе научно-технического совета ЕЭС определяется обязанностями по уплате ежегодных членских взносов, размер которых устанавливается решениями органов управления НП «НТС ЕЭС». В 2010 и 2011 годах размер ежегодного членского взноса составил 1 500 тыс.руб.

3.3. Развитие международных научно-технических связей

Основные цели и задачи ОАО «СО ЕЭС» в области международного научно-технического сотрудничества заключаются в координации технологических и нормативно-правовых вопросов, обмене опытом в сфере технических инноваций, новых технологий управления в электроэнергетике.

Развитие международных научно-технических связей ОАО «СО ЕЭС» предполагает поддержание и развитие многосторонних (международные организации) и двусторонних контактов (энергокомпании, системные операторы и другие организации, выполняющие функции оперативно-диспетчерского управления) с целью создания благоприятных условий для функционирования российской системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и реализации Энергетической стратегии России.

ОАО «СО ЕЭС» принимает участие в работе следующих крупных международных ассоциаций:

- ЭнергодIALOG Россия – ЕС (Европейское Сообщество);
- Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения СИГРЭ (Conseil International des Grands Réseaux Électriques – CIGRE);
- Ассоциация системных операторов крупнейших энергосистем VLPGO (Very Large Power Grid Operators);
- Европейское сообщество операторов магистральных сетей ENT-SO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

На основе двусторонних контактов ОАО «СО ЕЭС» с зарубежными компаниями, выполняющими функции оперативно-диспетчерского управления, изучаются существующие и перспективные инновационные направления развития зарубежных электроэнергетических систем, внедряемые и разрабатываемые передовые технологии управления и повышения устойчивости их работы. Указанные контакты осуществляются с RTE (Франция), Terna (Италия), National Grid (Великобритания), REE (Испания), Midwest ISO (США), PJM Interconnection (США), New York ISO (США), SGCC (Китай), KPX (Корея), ТЕРСО (Япония), ONS (Бразилия).

Постоянное активное участие ОАО «СО ЕЭС» в различных мероприятиях, проводимых крупными международными организациями, сотрудничество с системными операторами ближнего и дальнего зарубежья (участие и проведение совместных семинаров, коллоквиумов и конференций) открывает возможности:

вести эффективный диалог в области энергетики с ведущими специалистами стран СНГ, Евразийского экономического сообщества, Евросоюза, США, других государств и международных организаций;

получать новейшую информацию о существующих тенденциях и путях развития электроэнергетики;

своевременно учитывать накопленный мировой опыт при реализации планов по реформированию и модернизации системы управления производством, передачей, распределением и потреблением электроэнергии в ЕЭС России;

эффективно влиять на международную стратегию в энергетике, в том числе для решения поставленных высокоприоритетных задач по объединению сопредельных энергосистем Европы, Азии и ЕЭС России.

Приложение № 4 к Программе содержит План-график мероприятий на 2011-2013 годы по развитию международных связей ОАО «СО ЕЭС».

3.3.1. Участие в Энергодialoge Россия – ЕС

Сотрудничество России и ЕС в энергетической сфере осуществляется в интересах обеспечения энергетической безопасности сторон и направлено на решение задач, связанных с устойчивостью, надежностью и непрерывностью производства, распределения, транспортировки и использования энергии, включая энергетическую эффективность, энергосбережение и использование возобновляемых и альтернативных источников энергии.

Для реализации вышеуказанных задач на саммите Россия – ЕС в 2000 году в Париже принято решение о создании Энергодialoga Россия – ЕС.

С российской стороны координатором Энергодialoga Россия – ЕС является Министр энергетики Российской Федерации Сергей Иванович Шматко (с мая 2008 года), с европейской стороны – Комиссар Европейской Комиссии по вопросам энергетики Гюнтер Эттингер (с февраля 2010 года).

В апреле 2010 года достигнуто взаимопонимание о необходимости долгосрочного планирования направлений сотрудничества в рамках Энергодialoga Россия – ЕС и разработки совместной Дорожной карты (ДК) сотрудничества России и ЕС в энергетической сфере до 2050 года.

Работа по ДК осуществляется в рамках тематических групп Энергодialoga Россия – ЕС с учетом положений Энергетической стратегии России на период до 2030 года, а также разрабатываемой Еврокомиссией ДК по энергополитике до 2050 года.

В июле 2010 года по инициативе Минэнерго России, ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ИНТЕРРАО ЕЭС» создана ad hoc группа по вопросам взаимодействия в области электроэнергетики, в том числе по обеспечению параллельной работы ЕЭС России и энергосистем сопредельных стран-членов Евросоюза. Основной целью создания ad hoc группы является, в том числе создание технологической инфраструктуры трансграничной торговли электроэнергией, взаимодействия рынков и реализации рыночных принципов и процедур взаимодействия с учетом особенностей параллельной работы национальных и внутренних рынков электроэнергии Европы.

Участие экспертов ОАО «СО ЕЭС» в работе тематической группы по рынкам и ad hoc группы Энергодialoga Россия – ЕС способствует решению вопросов:

- учета российских интересов в процессе имплементации «третьего энергетического пакета» ЕС в национальные законодательства стран Евросоюза;
- двухстороннего сотрудничества по развитию инфраструктуры, трансграничным проектам и технологическим вопросам (например, создание вставок постоянного тока Калининградская область - Польша и Республика Беларусь – Польша);
- деятельности синхронной зоны энергосистем стран СНГ и Балтии.

По всем вопросам российскими экспертами (Минэнерго России, ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ИНТЕРРАО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Газпром») с января 2010 года ведутся интенсивные переговоры по вопросам адаптации «третьего энергетического пакета» ЕС при подготовке национальных законодательных актов стран-членов Евросоюза, а также по документам, предусмотренным «третьим энергетическим пакетом» и разрабатываемым в его развитие, включая рамочные руководства, регламенты, др.

В 2011÷2016 годах и на перспективу до 2020 года планируется продолжить участие ОАО «СО ЕЭС» в мероприятиях, проводимых в рамках ЭнергодIALOGA Россия – ЕС, в соответствии с планами его работы.

3.3.2. Участие в СИГРЭ

Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ) на сегодняшний день является одной из наиболее авторитетных и значимых международных неправительственных организаций в области электроэнергетики для взаимодействия с органами власти и субъектами отрасли Евросоюза и других регионов мира в части обеспечения инновационного развития отрасли. Участие ОАО «СО ЕЭС» в работе СИГРЭ имеет особую важность для успешной реализации «Энергетической стратегии России на период до 2020 года», предусматривающей, в том числе, формирование единой энергетической и энерготранспортной инфраструктуры в сопредельных регионах Европы и Азии.

В рамках СИГРЭ постоянно действуют 16 исследовательских комитетов, сформированных из авторитетных специалистов, тематика работы которых охватывает весь спектр проблем функционирования и развития энергосистем и энергетических рынков.

Результаты проводимых исследований представляются на сессиях, последняя из которых (43-я) состоялась 22–27 августа 2010 года в Париже (Франция). В настоящий момент идет подготовка к очередной 44-ой сессии СИГРЭ, которая планируется на 26–31 августа 2012 года в Париже (Франция). Кроме того, по результатам проводимых исследований публикуются отчеты, обзоры и другие материалы, широко используемые при формировании стратегии развития энергетики в Евросоюзе и других стратегически важных для Российской Федерации регионах мира.








Представление интересов России в СИГРЭ осуществляется через Некоммерческое партнерство «Российский национальный комитет Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения» (далее – РНК СИГРЭ). Председателем РНК СИГРЭ является Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Ильич Аюев.

РНК СИГРЭ насчитывает 45 коллективных членов и 143 индивидуальных. В число членов РНК СИГРЭ входят ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ВНИИР», ОАО «ВНИИЭ», ГУП ВЭИ, ЗАО «РТСофт», ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ОАО «НИИПТ», ОАО «ОПТИМА», ОАО «Мосэнерго», ОАО «Электросила» (концерн «Силовые машины»), ООО «Геокосмос», Санкт-Петербургский Государственный Политехнический Университет и др.

ОАО «СО ЕЭС» координирует деятельность РНК СИГРЭ и представляет интересы российской электроэнергетической отрасли на международном уровне в целях содействия решению задач в области стратегии инновационного развития отечественной электроэнергетики, включая международную интеграцию электроэнергетических систем.

Степень влияния национального комитета в управлении СИГРЭ в равной мере определяется количеством членов национального комитета и активным участием экспертов ОАО «СО ЕЭС» в работе исследовательских комитетов и рабочих групп, а также участием в симпозиумах и конференциях,

проводимых исследовательскими комитетами и другими национальными комитетами СИГРЭ.

Исследовательские комитеты РНК СИГРЭ		
Руководитель	Исследовательский комитет	
 Винницкий Юрий Данилович (General Electric)	A1	<u>Вращающиеся электрические машины</u>
 Лоханин Андрей Константинович (ВЭИ)	A2	<u>Трансформаторы</u>
 Иванов Валерий Павлович (ВЭИ)	A3	<u>Высоковольтное оборудование</u>
 Овсиенко Владимир Леонидович (ВНИИКП)	B1	<u>Кабели</u>
 Шкапцов Владимир Александрович (ЗАО «ОПТЭН Лимитед»)	B2	<u>Воздушные линии</u>
 Дарьян Леонид Альбертович (ОАО «ФСК ЕЭС»)	B3	<u>Подстанции</u>
 Цфасман Григорий Матвеевич (ВЭИ)	B4	<u>Линии постоянного тока и силовая электроника</u>



**Подшивалин
Андрей
Николаевич**
(ООО «ИЦ «Бреслер»)

В5

Релейная защита и автоматика РНК СИГРЭ
Релейная защита и автоматика



**Ильенко
Александр
Владимирович**
(ОАО «СО ЕЭС», директор по управлению развитием ЕЭС)

С1

Планирование энергосистем и экономика



**Герих
Валентин
Платонович**
(ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»)

С2

Управление и контроль энергосистем



**Бабкин
Игорь
Владимирович**
(ООО «ВИЦ»)

С3

Влияние энергетики на окружающую среду



**Строев
Владимир
Андреевич**
(МЭИ)

С4

Технические характеристики энергосистем



**Опадчий
Федор Юрьевич**
(ОАО «СО ЕЭС», директор по развитию и сопровождению рынка в)

С5

Электроэнергетический рынок и его регулирование



**Кучеров
Юрий Николаевич**
(ОАО «СО ЕЭС», начальник Департамента технического регулирования)

С6

Распределенные системы и рассредоточенная генерация



**Ярмаркин
Михаил
Кириллович**
(ПЭИПК)

D1

Материалы и разработка
новых технологий



**Данилин
Алексей
Вячеславович**
(ОАО «СО ЕЭС», ди-
ректор по автоматизи-
рованным систе-
мам диспетчерского
управления)

D2

Информационные системы
и связь

Платформа СИГРЭ является средством организации и проведения в России и за рубежом рабочих встреч, выставок, заседаний, семинаров, коллоквиумов, симпозиумов, конференций, курсов лекций и других мероприятий по проблемам развития энергетики с участием зарубежных и российских ученых и экспертов.

В 2011÷2016 годах и до 2020 года планируется продолжить участие ОАО «СО ЕЭС» в РНК СИГРЭ и мероприятиях, проводимых СИГРЭ в соответствии с планами его работы. При этом решаются задачи:

- влияния на позицию Европейского сообщества операторов магистральных сетей (ENTSO-E) в отношении активизации сотрудничества с ОАО «СО ЕЭС», а именно подписания Меморандума о намерениях с последующим подписанием Соглашения о сотрудничестве с целью продвижения на международной арене интересов Российской Федерации;
- выдвижения в Административном совете и Управляющем комитете СИГРЭ предложений по направлениям исследований и стратегическим задачам организации с точки зрения интересов отрасли и ОАО «СО ЕЭС»;
- предложений руководству СИГРЭ и/или руководителям других национальных комитетов по перспективам сотрудничества и запуска новых проектов, представляющих интерес для российской электроэнергетики и развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

Потребность в финансировании участия ОАО «СО ЕЭС» в РНК СИГРЭ определяется обязанностями по уплате ежегодных членских взносов, размер которых устанавливается решениями органов управления РНК СИГРЭ. В 2010 году размер ежегодного членского взноса составил 1 840 тыс.руб., в 2011 году – 1 680 тыс.руб.

3.3.3. Участие в VLPГО

Ассоциация системных операторов крупнейших энергосистем (далее VLPГО) создана в 2004 году и объединяет системных операторов, управляющих энергосистемами с установленной мощностью более 50 ГВт.

Основной целью создания и деятельности VLPГО является объединение усилий крупнейших системных операторов для решения сходных проблем с целью общего устойчивого развития в условиях постоянного укрупнения энергосистем и повышения зависимости общественного и экономического роста от надежности электроснабжения. В современных условиях динамического развития энергетической отрасли VLPГО активно развивается, соответственно расширяется спектр рассматриваемых вопросов, что в свою очередь ведет к повышению значимости и влияния этой организации.

Ключевыми мероприятием в деятельности VLPГО являются Годовые заседания, организуемые одной из компаний-членов ассоциации.

ОАО «СО ЕЭС» активно участвует в деятельности VLPГО с 2005 года. Эксперты ОАО «СО ЕЭС» являются членами руководящих органов ассоциации, членом Административного Совета VLPГО является заместитель Главного диспетчера по режимам ОАО «СО ЕЭС» Владимир Анатольевич Дьячков.

В 2009 году заседание Административного Совета VLPГО впервые прошло на территории России и состоялось 15–16 сентября 2009 года в Санкт-Петербурге, организатором выступило ОАО «СО ЕЭС». На заседании обсуждены проблемы применения ключевых показателей эффективности работы системных операторов. Актуальность этой проблемы обусловлена сложившейся практикой установления тарифа на услуги системных операторов органами государственного регулирования электроэнергетической отрасли с использованием количественных показателей эффективности деятельности компаний.

Участие в заседаниях управляющих органов, рабочих групп и в семинарах имеет важное значение для усиления влияния ОАО «СО ЕЭС» на формирования общего направления деятельности и политики VLPГО в интересах инновационного развития российской электроэнергетики.

В 2011–2016 годах и до 2020 года планируется продолжить участие ОАО «СО ЕЭС» в работе VLPГО и мероприятиях, проводимых VLPГО в соответствии с планами его работы. В 2013 году по инициативе ОАО «СО ЕЭС» планируется проведение годового заседания VLPГО на территории России.

Потребность в финансировании участия ОАО «СО ЕЭС» в VLPГО определяется обязанностями по уплате ежегодных членских взносов, размер которых устанавливается решениями органов управления VLPГО. В 2010 году размер ежегодного членского взноса составил 798,3 тыс.руб., в 2011 году – 465 тыс.руб.

3.3.4. Развитие взаимодействия с ENTSO-E

Общие сведения об ENTSO-E

Европейское сообщество операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (ENTSO-E) создано 01.07.2009 в соответствии с «третьим энергетическим пакетом» ЕС и объединило электрические сети энергообъединений ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE и UKTSOA.

Миссией ENTSO-E является обеспечение надежной эксплуатации, оптимального управления и развития европейской системы передачи электроэнергии в целях обеспечения энергетической безопасности и удовлетворения потребностей внутреннего рынка энергии. ENTSO-E, действующее в форме ассоциации, несет ответственность за разработку и внедрение единых технических и рыночных правил функционирования энергосистем стран-членов ЕС.

Членами ENTSO-E являются 42 компании-оператора магистральных сетей (системные операторы) из 34 стран ЕС, в том числе Прибалтики. Любые проекты по развитию электрических связей между ЕЭС/ОЭС и другими европейскими энергосистемами невозможны без прямого участия ENTSO-E.

В 2011÷2016 годах и на перспективу до 2020 года необходимо обеспечить эффективное взаимодействие между ОАО «СО ЕЭС» и ENTSO-E в целях создания условий для технологического взаимодействия ЕЭС России и энергосистем стран-членов ЕС, координации планов развития энергосистем и их последовательной реализации, гармонизации нормативно-технической базы.

В настоящее время рассматривается два варианта организации взаимодействия: а) сотрудничество в рамках соответствующего соглашения; б) ассоциированное членство. Любая из форм должна предусматривать совместные консультации и взаимные обязательства в целях выработки единой позиции по вопросам, затрагивающим интересы обеих сторон.

В 2011÷2012 годах запланировано проведение ежегодных семинаров на высшем уровне с целью координации политики и стратегии развития и управления энергосистемами, а также регулярных консультаций экспертов ОАО «СО ЕЭС» и ENTSO-E для координации работ по развитию и совершенствованию российской нормативно-технической базы и технологических регламентов, разрабатываемых ENTSO-E по имплементации «третьего энергетического пакета» ЕС, а также по координации 10-летнего плана развития сетей ЕС (TYNDP) со схемами и программами развития ЕЭС России.

Одной из ключевых задач на 2011÷2016 годы и на перспективу до 2020 года, решаемых в рамках взаимодействия с ENTSO-E, является продолжение исследований, начатых в проекте синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с UCTE.

Сведения о проекте синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с УСТЕ

Идея совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС) с энергосистемами европейского Союза по координации передачи электроэнергии (УСТЕ) неоднократно обсуждалась на разных уровнях и получила политическую поддержку руководства России и Евросоюза.

На Саммите Россия – Евросоюз в октябре 2001 года Президентом Российской Федерации В.В.Путиным и Председателем Европейского Совета Г. Верхофстадтом задача соединения электросетей России и Европы отмечена как отвечающая взаимным интересам.

Наиболее полное выражение позиции руководящих государственных органов двух сторон относительно сотрудничества в области объединения энергосистем России – ЕС осуществлялось по линии ЭнергодIALOGа Россия – ЕС, в рамках которого исследование по разработке ТЭО синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с энергосистемами УСТЕ было включено в список проектов, представляющих взаимный интерес.

В практическую плоскость решение о проведении исследования было переведено подписанием 19.05.2005 Соглашения о сотрудничестве по разработке технико-экономического обоснования синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с энергосистемами УСТЕ (ТЭО).

Сторонами Соглашения явились Группа компаний ЕЭС/ОЭС, в которую вошли энергокомпании 8 стран СНГ и Балтии (Беларуси, Казахстана, Латвии, Литвы, Молдовы, России, Украины и Эстонии), и Консорциум УСТЕ, объединивший 11 системных операторов 9-ти стран Европы (Бельгии, Болгарии, Венгрии, Германии, Польши, Испании, Франции, Словакии и Румынии). За координацию Сторон отвечали ОАО «СО ЕЭС» (Россия) и E.ON Netz (Германия) соответственно. В работе над ТЭО приняли участие в общей сложности более 70 экспертов.

Перед исследованием, которое является беспрецедентным по масштабу и сложности решаемых задач, поставлено три основных вопроса:

- 1). Насколько целесообразно полное синхронное объединение ЕЭС/ОЭС и УСТЕ?
- 2). Каковы обязательные требования к обеим сторонам?
- 3). Каковы будут соответствующие затраты?

В основу принципов организации совместной работы положена концепция, предполагающая сохранение, по возможности, в обоих энергообъединениях существующих стандартов и принципов управления и разработку минимального набора технических и организационных мер, обеспечивающих взаимодействие системных операторов с целью планирования режимов, регулирования потоков мощности, управления в аварийных ситуациях и т.п.

В рамках ТЭО разработаны детальные расчетные модели, на которых изучались особенности совместной синхронной работы двух крупнейших энергообъединений Евразийского континента.

Подробно исследованы как установившиеся режимы, так и динамическое поведение объединенной энергосистемы после крупных возмущений. Особый интерес вызвало исследование низкочастотных ($0,1 \div 1$ Гц) колебаний частоты и перетоков мощности, которые, если не обеспечить их демпфирование, могут представлять опасность для оборудования, вызвать отключения энергоблоков или линий и, соответственно, перерывы в энергоснабжении. Однако в ходе проекта специалистами разработаны мероприятия по устранению возникающих колебаний и повышению надежности синхронного объединения.

Получены оценки возможных объемов обмена электроэнергией для различных сценариев, определены требования к резервам, необходимым для эффективного управления частотой и перетоками мощности в объединенной энергосистеме.

Определены условия, при которых объединенные энергосистемы могут разделиться, и разработаны процедуры ресинхронизации.

В рамках проекта в ЕЭС/ОЭС развернута система мониторинга переходных режимов, необходимая для регистрации параметров переходных режимов, дополняющая существующую систему телеизмерений ЕЭС/ОЭС, дающая возможность повысить качество управления режимами посредством изучения динамических свойств электроэнергетической системы.

Несмотря на сложность задачи по разработке принципов объединения двух энергосистем с разной географической протяженностью и структурой сети, использующих различные нормы, стандарты, правила управления, проектные исследования успешно завершились. Результатом практической работы стала подготовка итогового отчета по обоснованию возможности синхронного объединения двух самых больших энергосистем на континенте. В отчете отмечено, что результаты проведенных работ не выявили каких-либо фундаментальных технических препятствий для синхронной работы ЕЭС/ОЭС и UCTE. Краткое описание проведенных исследований, выводов и рекомендаций итогового отчета Стороны изложили в [«Обзоре основных работ и результатов Проекта»](#) ([«Summary of Investigations and Conclusions»](#)).

С июля 2009 года в связи с интеграцией UCTE в ENTSO-E исследования по синхронному объединению, начатые в проекте, осуществляются в рамках взаимодействия с ENTSO-E.

3.4. Сотрудничество с инновационным центром «Сколково»

Инновационный центр «Сколково», является крупнейшей в России площадкой по обмену научно-технической информацией, а так же местом сосредоточения инновационных проектов и инициатив.

Деятельность инновационного центра «Сколково» регулируется федеральным законом от 28.09.2010 № 244-ФЗ «Об инновационном центре "СКОЛКОВО"» и осуществляется в целях развития исследований, разработок и коммерциализации их результатов по следующим направлениям:

- энергоэффективность и энергосбережение, в том числе разработка инновационных энергетических технологий;
- ядерные технологии;
- космические технологии, прежде всего в области телекоммуникаций и навигационных систем (в том числе создания соответствующей наземной инфраструктуры);
- медицинские технологии в области разработки оборудования, лекарственных средств;
- стратегические компьютерные технологии и программное обеспечение;

Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, осуществляемое ОАО «СО ЕЭС», является технологически сложным процессом и, с учетом уникальности и разнородности энергетической системы России, а также новых рыночных механизмов, требует использования современных технологий и средств оперативно-диспетчерского управления.

Развитие автоматизированных средств управления технологическими процессами, современных технологий сбора и передачи информации о технологических режимах работы объектов электроэнергетики является одним из ключевых направлений инновационного развития.

С учетом специфики деятельности ОАО «СО ЕЭС», наиболее перспективными направлениями сотрудничества (взаимодействия) с инновационным центром «Сколково» являются:

инновационное развитие технологий энергоэффективности и энергосбережения;

инновационное развитие стратегических компьютерных технологий и программного обеспечения;

развитие механизмов и осуществление анализа технологических предложений инновационного бизнеса.

Такое сотрудничество (взаимодействие) может быть реализовано через следующие механизмы:

- постановку задач для исследовательских лабораторий по разработке решений и проведения исследований в области технологий поддержания надежности баланса электрической мощности в

ЕЭС России, обеспечения надежности и безопасности функционирования ЕЭС России, математического моделирования режимов ЕЭС, других задач основной деятельности ОАО «СО ЕЭС»;

- мониторинг пулов инновационных проектов «Сколково» в части анализа на применимость результатов проектов в деятельности Системного оператора;
- привлечения к участию в конкурсных процедурах на проведение НИОКР и других исследований компаний-участников инновационного центра «Сколково».

Также одним из ключевых направлений развития компании является подготовка персонала. В данном направлении ОАО «СО ЕЭС» рассматривает возможность участия в трехстороннем сотрудничестве между компанией, технологическим университетом «Сколково» и опорными ВУЗами.

Основными мероприятиями по взаимодействию с инновационным центром «Сколково» на 2011÷2016 годы являются:

1. Участие в центре компетенции по интеллектуальным сетям / ААС (Smart Grid). Основными направлениями взаимодействия являются:

накопление передового опыта (в том числе международного) в области интеллектуальных сетей;

формирование концепции развития интеллектуальных сетей совместно с другими участниками энергетической отрасли России (ОАО «МРСК Холдинг», ОАО «ФСК ЕЭС», и др.);

анализ и формирование стандартов для систем управления интеллектуальными сетями.

2. Взаимодействие с технологическим университетом «Сколково». В рамках такого взаимодействия организуется обучение / повышение квалификации сотрудников компании по специализированным магистерско-аспирантским программам университета.

§ 4. Освоение новых компонентов технологии

Технология централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России является для Системного оператора единственной и исключительной. Описание указанной технологии приведено в Концепции, ее ядром являются средства, компетенции и деятельность по расчетам, анализу электроэнергетических режимов ЕЭС России и управлению ими.

Наличие базовых технологических средств и компетенций по расчетам, анализу электроэнергетических режимов ЕЭС России и управлению ими позволяет Системному оператору решать задачи, связанные как с технологическим функционированием ЕЭС России (обеспечение текущей и перспективной надежности ЕЭС России, соблюдения установленных параметров энергоснабжения и качества электрической энергии), так и с функционированием инфраструктуры электроэнергетического рынка, принятием мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничных рынках.

Наличие базовых технологических средств и компетенций по расчетам, анализу электроэнергетических режимов ЕЭС России и управлению ими позволяет Системному оператору также осваивать новые компоненты технологии, обеспечивающие эффективность оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в рыночных условиях.

К числу новых компонентов технологии, осваиваемых Системным оператором, относятся следующие компетенции и деятельность:

- организация отбора исполнителей, заключение договоров на оказание услуг по обеспечению системной надежности, выполнение мероприятий по фактическому оказанию услуг;
- обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка, поддержка торговых процедур, сопровождение рынка и отчетности;
- организация конкурентных отборов мощности (КОМ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).



Система рынков в электроэнергетике

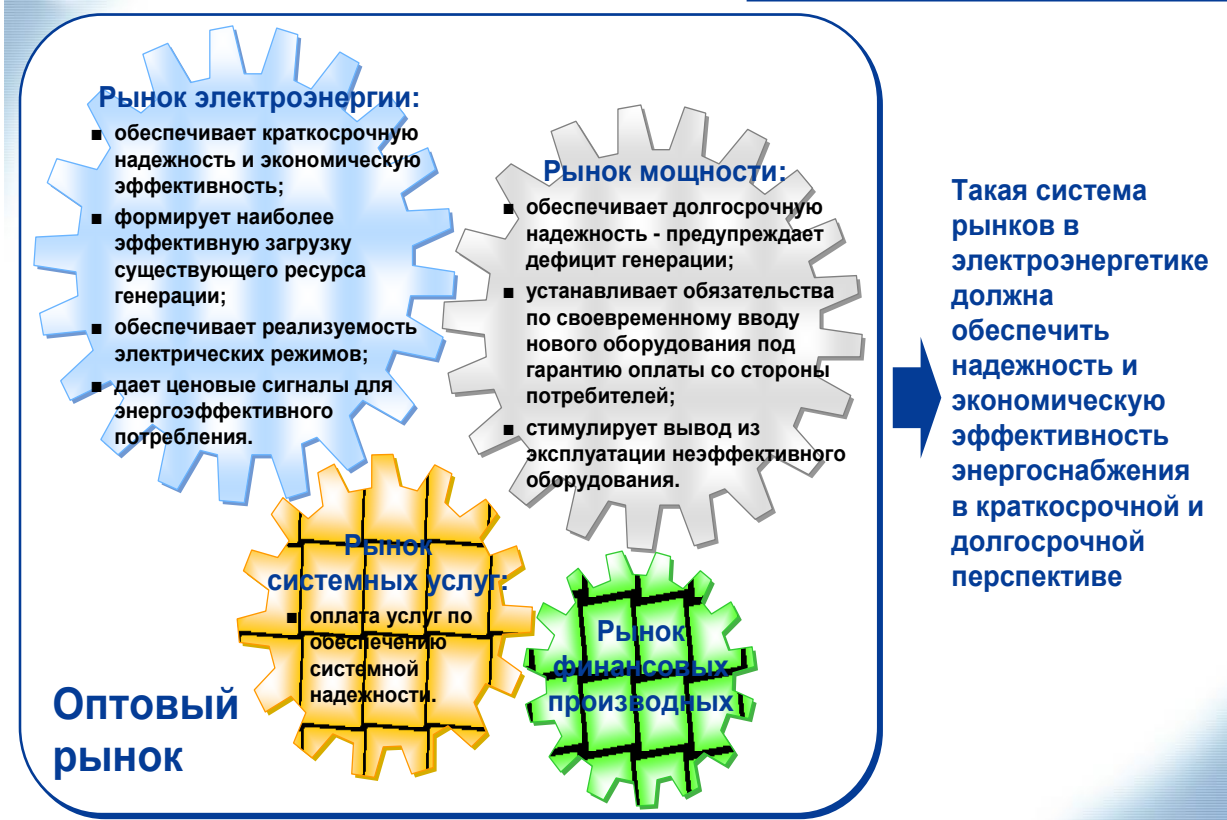


Рисунок 2. – Система отношений на оптовом рынке в электроэнергетике, формируемая на основе освоения Системным оператором новых компонентов технологии

В системе отношений на оптовом рынке в электроэнергетике, показанной на рис. 2, особое место и значимость имеет рынок системных услуг, запускаемый через установленный нормативными правовыми актами механизм оплаты этих услуг со стороны Системного оператора.

Рынок системных услуг:

- обеспечивает режимную надежность при возникновении нормальных и аварийных возмущений энергосистемы;
- формирует экономическую заинтересованность субъектов электроэнергетики в поддержании системной надежности и качества функционирования ЕЭС России;
- стимулирует поддержание особых, необязательных для всех субъектов, свойств оборудования (способность эффективно регулировать частоту, реактивную мощность, др.).

4.1. Организация отбора исполнителей, заключение договоров на оказание услуг по обеспечению системной надежности, выполнение мероприятий по фактическому оказанию услуг

Развитие экономики России сопровождается глубокими изменениями в характере и структуре энергопотребления, связанными с модернизацией технологических циклов в различных отраслях промышленности (внедрение частотно-управляемого электропривода), а также изменением состава электроприемников бытовых потребителей (системы вентиляции и кондиционирования, электрообогрев, полупроводниковые приборы). Эти процессы приводят к увеличению доли потребителей, мощность которых не зависит от частоты, что означает утяжеление режима энергосистемы, т.к. потребляемая такими потребителями мощность не снижается при понижении частоты. Характерное для рыночных отношений в электроэнергетике полное использование пропускной способности электрических сетей также усложняет управление режимами энергосистемы. Эти факторы обуславливают необходимость решения задач регулирования частоты и реактивной мощности на качественно новом уровне, соответствующем современным критериям системной надежности.

Описание деятельности, нормативная база, функции Системного оператора

Под услугами по обеспечению системной надежности понимается комплекс необходимых для обеспечения надежности функционирования ЕЭС России действий по:

- а) нормированному первичному регулированию частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций (НПРЧ);
- б) автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100 МВт (АВРЧМ);
- в) регулированию реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия;
- г) развитию систем противоаварийного управления в ЕЭС России, включая установку (модернизацию) соответствующих устройств.

Оказание услуг по обеспечению системной надежности, как правило, требует от субъектов электроэнергетики, оказывающих эти услуги, модернизации оборудования с изменением его свойств, используемых в целях повышения системной надежности и не востребованных на оптовом рынке электроэнергии и мощности. При этом у субъектов электроэнергетики возникают затраты, не компенсируемые на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Рынок системных услуг призван компенсировать указанные затраты.



Постановление Правительства РФ. Виды услуг и отборов субъектов электроэнергетики

Постановление Правительства Российской Федерации № 117 от 3 марта 2010 г.:

- Утверждены правила отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности;
- Установлены виды услуг по обеспечению системной надежности;
- Определены функции ОАО «СО ЕЭС» по запуску и дальнейшей координации рынка системных услуг.

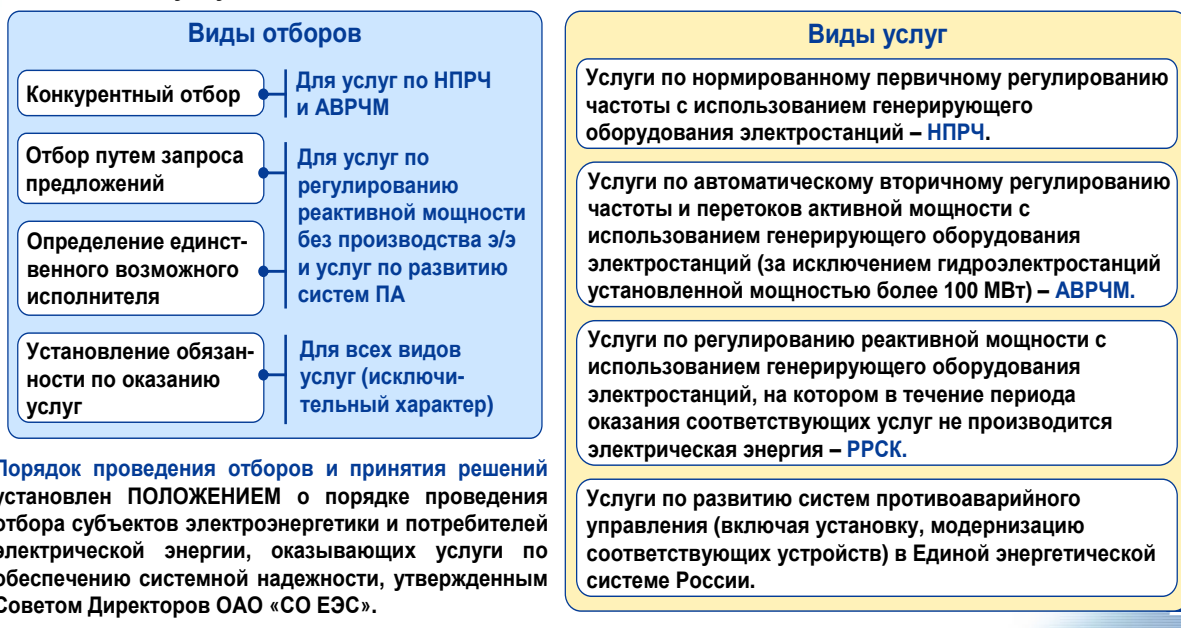


Рисунок 3. – Виды отборов субъектов электроэнергетики, оказывающих системные услуги, и виды системных услуг

Основным нормативными правовыми документами, регламентирующими организацию отбора исполнителей и оказание услуг по обеспечению системной надежности (системных услуг), являются:

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 117 (далее – Правила).

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» и Правилами Системный оператор осуществляет организацию отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, оплату таких услуг, а также координацию действий субъектов электроэнергетики по оказанию услуг по обеспечению системной надежности. Для реализации норм Правил Системным оператором разработаны и применяются локальные нормативные акты:

- Положение о порядке проведения отборов субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности;

- типовое извещение о проведении отбора субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности;
- типовые договоры оказания услуг по НПРЧ и АВРЧМ.

Определение объемов и постоянный контроль качества предоставляемых услуг Системный оператор осуществляет с использованием технических средств мониторинга оказания услуг и специализированного программного обеспечения. В процессе функционирования рынка системных услуг Системный оператор осуществляет контроль параметров энергосистемы с использованием специализированных систем мониторинга переходных режимов (СМПР), называемых в международной практике WAMS (wide area measurement system).

Инновационное значение запуска рынка системных услуг

Запуск рынка системных услуг в целом является инновационным процессом в российской электроэнергетике. Он обеспечивает возможность использования рыночных механизмов для обеспечения системной надежности и качества функционирования ЕЭС России.

Для предоставления системных услуг оборудование должно удовлетворять специальным требованиям. Функционирование рынка системных услуг формирует импульс к модернизации генерирующего оборудования на электростанциях с приобретением таким оборудованием новых свойств (внедрение автоматики управления, повышение маневренности и др.).

Кроме того, запуск рынка системных услуг привел к изменению ряда деловых процессов и технологических операций генерирующих компаний, связанных с необходимостью модернизации генерирующего оборудования, постоянного контроля за его состоянием, поддержания резервов первичного и вторичного регулирования частоты.

Организация НПРЧ и АВРЧМ в ЕЭС России ведет к гармонизации нормативной базы и подходов к регулированию частоты в ЕЭС России с нормативными документами, принятыми в энергообъединении стран Европы ENTSO-E. Формирование рынка системных услуг соответствует мировому опыту реформирования электроэнергетики.



Пример работы энергоблоков, участвующих в НПРЧ

16 февраля 2011 г., 19:10, БАЛАКОВСКАЯ АЭС. ОТКЛЮЧЕНИЕ БЛОКА №4 (1064 МВт)

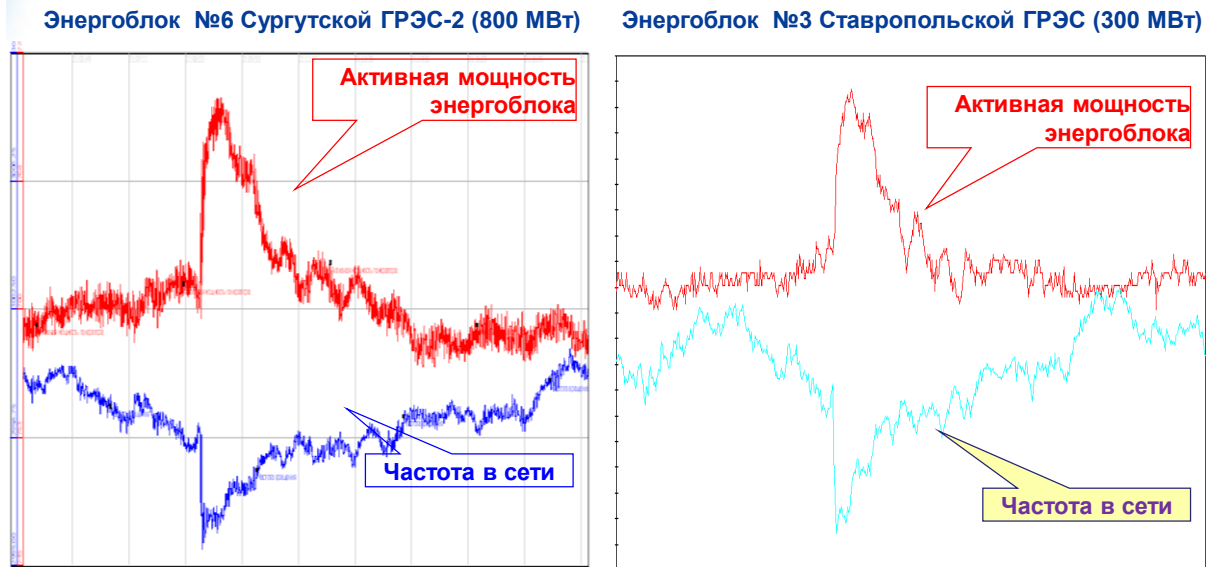


Рисунок 4. – Правильная реакция на изменение частоты энергоблоков, участвующих в НПРЧ

Новыми компонентами технологии, освоенными ОАО «СО ЕЭС» в рамках запуска и функционирования рынка системных услуг, являются:

- методология и программно-технические средства мониторинга объемов и качества предоставления услуг по обеспечению системной надежности;
- методология и деловые процессы размещения резервов мощности, а также учета объема и инициатив отклонений фактических почасовых объемов электроэнергии от плановых на энергоблоках, участвующих в НПРЧ и АВРЧМ;
- методология и программно-технические средства анализа параметров энергосистемы в условиях действия рынка системных услуг;
- новые алгоритмы работы дежурных диспетчеров с учетом появления нового объекта диспетчерского управления – функции НПРЧ.

Организация рынка системных услуг потребовала изменений в системе управления деловыми процессами в ОАО «СО ЕЭС», в том числе изменения организационной структуры исполнительного аппарата, в которой создано новое подразделение – Департамента рынка системных услуг.

Подготовительные работы, проведенные в 2008÷2010 годах

В рамках подготовки к запуску рынка системных услуг в 2008÷2010 годах выполнены следующие подготовительные мероприятия.

1) Проведены исследования влияния режимов НПРЧ и АВРЧМ на надежность и экономичность энергоблоков ТЭС. По результатам исследования разработана методика оценки затрат тепловых электростанций на участие в НПРЧ и АВРЧМ, положения которой использованы при формировании подходов к ценообразованию на услуги по НПРЧ и АВРЧМ. Работа выполнена силами Всероссийского научно-исследовательского теплотехнического института (ОАО «ВТИ»), г. Москва.

2) Обобщен опыт использования генерирующего оборудования для работы в режиме синхронного компенсатора. Сформированы технические требования к работе генерирующего оборудования в таком режиме с точки зрения участия в регулировании напряжения и реактивной мощности. Разработаны методики оценки затрат тепловых и гидравлических электростанций на работу генерирующего оборудования в режиме синхронного компенсатора. Работа выполнена силами ОАО «Фирма ОРГРЭС», г. Москва.

3) Проведено исследование влияния параметров настройки автоматического регулирования частоты (перетоков) систем АРЧМ на интенсивность управления мощностью электростанций и качество регулирования частоты (перетоков) в ЕЭС России. Работа выполнена силами ЗАО «Институт энергетических систем», г. Москва.

В 2010 году осуществлены:

- разработка комплекса локальных нормативных актов, необходимых для проведения отборов исполнителей системных услуг;
- обоснование необходимо для оплаты услуг объема средств, учтенное в тарифе Системного оператора;
- отборы исполнителей услуг по НПРЧ и АВРЧМ.

В результате в январе 2011 года заключены договоры и начато оказание услуг по НПРЧ и АВРЧМ. При этом в отечественной практике впервые:

- организовано НПРЧ;
- АВРЧМ стало осуществляться с участием энергоблоков ТЭС.

Направления и задачи работы на 2011÷2016 годы и до 2020 года

Основными направлениями и задачами совершенствования деятельности на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года являются:

- развитие технологий регулирования параметров режима энергосистемы в целях обеспечения системной надежности;
- развитие процедур отбора поставщиков услуг по обеспечению системной надежности;
- развитие подходов к ценообразованию системных услуг, формирование конкурентной среды;
- модернизации технологий управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в условиях действия рынка системных услуг.

Перечень инновационных организационных и производственных мероприятий приведен в таблице 17.

Таблица 17

Инновационный процесс	Сроки реализации			
	2011	2012	2013-2015	2015-2020
Внедрение электронной торговой площадки для проведения отборов исполнителей услуг по обеспечению системной надежности – автоматизация приема заявок на участие в отборах, оптимизация длительности процедур, минимизация «бумажного» документооборота.	+	+		
Формирование методических основ оказания услуг по регулированию реактивной мощности с использованием различных типов оборудования. Переход к адекватной современным условиям системе взаимоотношений субъектов электроэнергетики в части регулирования реактивной мощности и напряжения, что приведет к повышению системной надежности в ЕЭС России и снижению величины потерь электроэнергии в электрических сетях	+	+	+	
Исследование возможности адаптации к применению в российской электроэнергетике лучших мировых практик в части организации предоставления новых видов услуг по обеспечению системной надежности, таких как услуги по резервированию генерирующего и/или сетевого оборудования; автоматическое управление генерирующим оборудованием (AGC – automatic generation control), запуск генерирующего оборудования без внешнего источника (black start)		+	+	+

4.2. Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка, поддержка торговых процедур, сопровождение рынка и отчетности

Функционирование оптового рынка электроэнергии и мощности регламентируется Федеральным законом «Об электроэнергетике», Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности переходного периода, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 (далее – Правила оптового рынка), договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, а также другими нормативными актами.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности обеспечивает:

- оперативную надежность ЕЭС России за счет системы прямых экономических стимулов к выполнению команд диспетчера, поддержания мощностей в работе, а также повышения точности планирования режимов потребления;

- среднесрочную и долгосрочную надежность работы ЕЭС России за счет создания экономической привлекательности инвестиций в строительство необходимых объемов генерирующих мощностей в заданных участках энергосистемы, а также повышения предсказуемости перспективных режимов работы ЕЭС России за счет принятия инвесторами обязательств по своевременному вводу новых мощностей;

- экономическую эффективность электроэнергетики за счет развития конкурентных отношений, как при оперативной оптимизации загрузки электростанций, так и при принятии долгосрочных инвестиционных решений;

- возможность принятия наиболее экономически обоснованных решений относительно развития сетевой инфраструктуры за счет использования ценовых сигналов рынка на сутки вперед и рынка мощности.

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» Системный оператор является организацией, обеспечивающей безопасное и безаварийное функционирование технологической инфраструктуры оптового рынка, обеспечивающей функционирование торговой системы оптового рынка. Функции Системного оператора, осуществляемые на оптовом рынке, определены Федеральным законом «Об электроэнергетике», Правилами оптового рынка, а также договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

В рамках обеспечения функционирования рынка на сутки вперед рынка (РСВ) и балансирующего рынка (БР), Системный оператор выполняет следующие функции:

- разработка и ведение расчетной модели ЕЭС России;
- актуализация условно-постоянных (базовых) параметров расчетной модели ЕЭС России;

- прогнозирование потребления электроэнергии на различные горизонты планирования;
- выбор состава включенного генерирующего оборудования;
- планирование объемов и размещения необходимых резервов активной мощности;
- сбор и подготовка данных и внутрисуточная актуализация расчетной модели для расчета планов балансирующего рынка;
- проведение конкурентного отбора на БР один раз в 3 часа с учетом актуального состояния ЕЭС России и ценовых заявок участников рынка, доведение результатов до объектов управления;
- управление режимом ЕЭС России в реальном времени с учетом результатов конкурентного отбора на БР;
- подготовка отчетности и аналитических данных по итогам конкурентного отбора на БР;
- анализ функционирования рынка, мониторинг соблюдения участниками рынка правил и регламентов оптового рынка;
- обеспечение бесперебойной работы технологической инфраструктуры оптового рынка;
- поддержание программного обеспечения в актуальном состоянии для соответствия правилам и регламентам оптового рынка.

В силу большой капиталоемкости рынка электроэнергии, повышение качества выполнения указанных функций и внедрение новых технологий со стороны Системного оператора позволяет получать положительные эффекты у участников рынка и в смежных отраслях промышленности, многократно превосходящие инвестиции в технологическую инфраструктуру рынка, произведенные Системным оператором.

Итоги деятельности по поддержке торговых процедур, сопровождению рынка и отчетности в 2006÷2010 годах

С 2006 года средства обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка прошли несколько этапов развития и модернизации. В настоящее время Системный оператор располагает современным высокопроизводительным распределенным и тесно интегрированным информационным комплексом. Наиболее существенные этапы его создания:

- модернизирован программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий расчет объемов и цен балансирующего рынка, что позволило осуществить переход на управление режимами ЕЭС России с использованием 8 (Восьми) расчетов планов балансирующего рынка в сутки;

- доведение результатов расчета предварительного плана балансирующего рынка и планов балансирующего рынка 1-й синхронной зоны ЕЭС России до филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ (в перспективе и до станций) осуществляется с использованием вновь разработанной программно-аппаратной системы, обеспечивающей быструю гарантированную доставку

диспетчерских графиков и тесно интегрированной в корпоративный оперативно-информационный комплекс;

- существенно модернизирован портал БР, позволяющий субъектам ОРЭ подавать заявки на изменение генерации и предоставляющий широкий спектр возможностей по отображению общей и персональной информации для участников рынка;

- разработаны и внедрены развитые системы мониторинга и отчетности для поддержки принятия решений.

- разработан и внедрен программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий доведение до всех филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ плановых диспетчерских графиков и обмен информацией между филиалами ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ о зарегистрированных диспетчерских командах в режиме реального времени;

- разработан и внедрен программно-аппаратный комплекс, предназначенный для централизованного хранения и ведения нормативно-справочной информации;

- проведены необходимые новации программно-аппаратных средств Системного оператора в соответствии с изменениями в регламенты оптового рынка.

В 2010 году применяемые ОАО «СО ЕЭС» программно-аппаратные средства обеспечивали выполнение всех предусмотренных функций ОАО «СО ЕЭС» в части обеспечения функционирования рынка электроэнергии на РСВ, БР, формирования отчетности рынка.

Направления и задачи работы на 2011÷2016 годы и до 2020 года

В 2011÷2016 годах и до 2020 года основными направлениями и задачами совершенствования деятельности ОАО «СО ЕЭС» по поддержке торговых процедур, сопровождению рынка и отчетности являются:

- совершенствование системы экономических стимулов к выполнению субъектами рынка управляющих воздействий Системного оператора;

- дальнейшая формализация процессов принятия решений;

- дальнейшая централизация процессов планирования и управления режимами работы ЕЭС России;

- развитие средств моделирования и прогнозирования работы оптового рынка на среднесрочную и долгосрочную перспективу;

- сокращение расчетных интервалов для минимизации времени актуализации состояния генерирующего и сетевого оборудования.

Перечень инновационных организационных и производственных мероприятий приведен в таблице 18.

Таблица 18

Инновационный процесс	Сроки реализации			
	2011	2012	2013-2015	2015-2020
Разработка методологии, внедрение инновационных технологий расчета и администрирования процесса работы БР в целях обеспечения процессов координации работы рынков реального времени в рамках ЕЭС России	+	+		
Реновация технологической инфраструктуры, обеспечивающей работу БР, в целях перехода к двухчасовому циклу планирования	+	+		
Масштабное обновление технологической инфраструктуры, обеспечивающей работу БР в целях перехода к объектному представлению расчетной модели ЕЭС России на основе CIM (Common Information Model)		+	+	+

4.3. Организация конкурентных отборов мощности (КОМ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности)

В переходной модели рынка электроэнергии и мощности, действовавшей до конца 2010 года, по результатам ежегодных КОМ отбирались все генерирующие объекты, включенные в сводный прогнозный баланс мощности ЕЭС России, утверждаемый ФСТ России. С 2011 года осуществлен переход к долгосрочным КОМ, в рамках которых генерирующие мощности отбираются по иному принципу: на конкурентной основе, в необходимом объеме, исходя из ценовых заявок участников и с учетом технических, технологических и ценовых ограничений. Начиная с 2011 года, КОМ проводится по правилам долгосрочного рынка мощности (далее – ДРМ), утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 24.02.2010 № 89 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

Модель долгосрочного КОМ основана на прогнозировании параметров работы ЕЭС России, необходимых для определения спроса на мощность, включающего прогноз ожидаемого электропотребления в год поставки мощности с учетом необходимого резерва мощности. Важным параметром при определении необходимого резерва мощности для целей проведения долгосрочных отборов является величина вероятной аварийности генерирующего оборудования, определяемая на основании статистических данных о готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии в предыдущие периоды.

Переход к ДРМ является одним из важных этапов развития оптового рынка электрической энергии и мощности в России и направлен на решение ряда стратегических задач по обеспечению балансовой надежности и повышению эффективности функционирования ЕЭС России:

- предупреждение дефицита генерации;
- формирование наиболее эффективной структуры генерации (с наименьшими совокупными затратами и наилучшими техническими параметрами);
- создание гарантий оплаты и установление обязательств по своевременному вводу нового оборудования – объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам о предоставлении мощности и договорам купли-продажи мощности новых ГЭС/АЭС;
- стимулирование поэтапного вывода из эксплуатации неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования;
- стимулирование поставщиков к поддержанию своего генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электроэнергии за счет своевременного проведения ремонтов и соблюдения диспетчерской дисциплины.

КОМ на 2011 и 2012 год проводятся до начала периода поставки на год вперед. КОМ на 4 года вперед на 2013 – 2016 годы должны быть проведены в 2012 году с учетом результатов КОМ 2011 и 2012 годов и возможной корректировки Правил ОРЭМ.

В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности в рамках ДРМ на СО возложены функции:

- проведения долгосрочных КОМ;
- определения объемов мощности, фактически поставленной на оптовый рынок, с учетом результатов контроля выполнения поставщиками мощности обязательных требований по поддержанию своего генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электроэнергии.

В соответствии со статьей 32 Федерального закона «Об электроэнергетике» отбор мощности на конкурентной основе проводится Системным оператором в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, исходя из необходимости обеспечения в ЕЭС России достаточного количества генерирующих мощностей для обеспечения надежности и бесперебойности поставок электрической энергии на среднесрочную и долгосрочную перспективу. При этом обеспечивается учет требований маневренности генерирующего оборудования, требований к энергетической и экологической эффективности новых мощностей, минимизации расходов покупателей, связанных с совокупной покупкой электрической энергии и мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности, иных требований, установленных Правительством Российской Федерации.

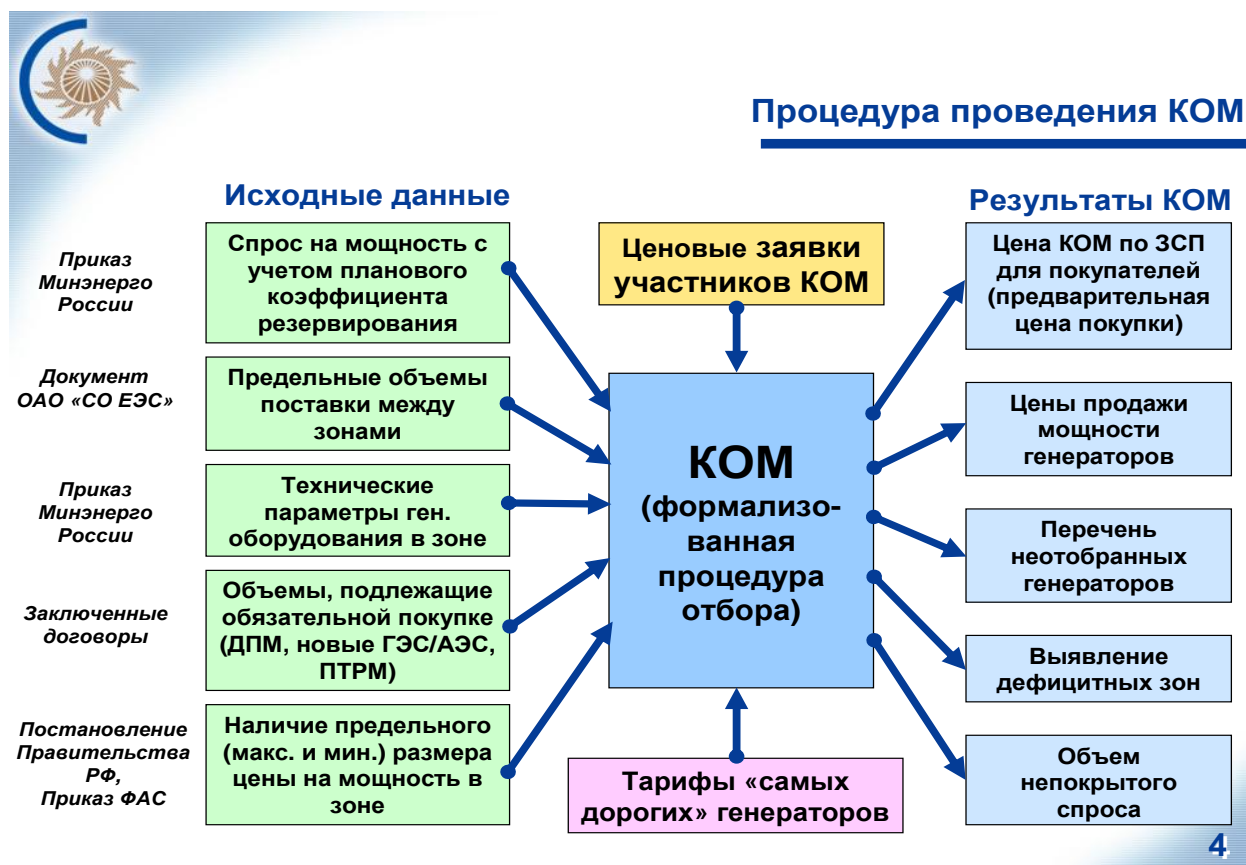


Рисунок 5. – Схема проведения Конкуренного отбора мощности (КОМ)

Итоги работы в 2010 году

В 2010 году силами ОАО «СО ЕЭС» организовано проведение КОМ на 2011 год – первого отбора, проведенного в соответствии с новыми правилами ДРМ. По результатам КОМ определены:

перечень поставщиков мощности, ценовые заявки которых отобраны по итогам КОМ на 2011 год;

совокупные объемы отобранной генерирующей мощности;

цены, применяемые при определении обязательств по покупке мощности по зонам свободного перетока (ЗСП) в 2011 году.

В целях запуска и организации функционирования ДРМ в ОАО «СО ЕЭС» в течение 2010 года разработаны и внедрены следующие технические средства:

- программно-аппаратный комплекс для расчета предельных величин поставок мощности между ЗСП;
- технологический сайт «Конкурентный отбор мощности», предназначенный для приема ценовых заявок на продажу мощности;
- программно-аппаратный комплекс для расчета объемов и цен по результатам КОМ;
- программно-аппаратный комплекс для расчета предельных объемов поставки мощности и объемов мощности, фактически поставленной на оптовый рынок с учетом контроля готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии.

Направления и задачи работы на 2011÷2016 годы и до 2020 года

В рамках совершенствования модели ДРМ в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года ОАО «СО ЕЭС» решает следующие задачи:

– совершенствование системы прогнозирования и определения спроса на мощность на долгосрочную и среднесрочную перспективу с учетом инженерно-экономического анализа сценариев развития ЕЭС России;

– внедрение измененного алгоритма расчетов объемов и цен по результатам КОМ с целью учета более эффективного использования пропускной способности сети между ЗСП при проведении отбора;

– развитие системы мониторинга готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии. Переход к on-line мониторингу и доведения до участников результатов мониторинга в течение операционных суток;

– разработка методологии контроля за выводом из эксплуатации неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования.

Реализация указанных задач требует разработки и проектирования ранее не использовавшихся алгоритмов и деловых процессов, разработки и

внедрения программного обеспечения нового поколения на уровне лучших мировых образцов.

В силу большой капиталоемкости рынка мощности, реализация мероприятий, направленных на обеспечение более оптимального осуществления отбора генерирующих мощностей, позволяет получать положительный эффект у участников рынка и в смежных отраслях промышленности, многократно превосходящий инвестиции в технологии отбора.

К организационным мероприятиям на 2011÷2012 годы, проводимым в целях реализации задач по совершенствованию деловых процессов ОАО «СО ЕЭС», выполняемых в рамках ДРМ, относится изучение мировой практики в части:

- оценки резервов мощности, необходимых для работы энергосистемы в долгосрочной и среднесрочной перспективе;
- предъявления обязательных технических требований к генерирующему оборудованию, соблюдение которых необходимо для участия в рынке мощности;
- организации системы мониторинга выполнения поставщиками обязательных технических требований по поддержанию генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электроэнергии.

К производственным мероприятиям, реализуемым в 2011÷2016 годах, можно отнести:

- внедрение до конца 2012 года on-line системы информационного обмена с участниками рынка уведомлениями об ожидаемом состоянии генерирующего оборудования и его готовности к выработке электроэнергии;
- внедрение в течение 2012÷2016 годов системы моделирования сценариев работы рынка мощности с целью поддержки принятия решений при проведении долгосрочных отборов мощности;
- разработку программы поэтапного вывода из эксплуатации неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования до конца 2012 года.



Дальнейшие действия 2011-2012 гг.

Отбор мощности на 2012 год запланирован до 1 октября 2011 года (подготовлен приказ ОАО «СО ЕЭС» о подготовке и проведении конкурентного отбора мощности на 2012 год).



Рисунок 6. – Схема подготовки и проведения КОМ на 2012 год

Перечень инновационных организационных и производственных мероприятий приведен в таблице 19.

Таблица 19

Инновационный процесс	Сроки реализации			
	2011	2012	2013-2015	2015-2020
Модификация алгоритма расчетов объемов и цен по результатам КОМ, направленная, в том числе, на более эффективное использование пропускной способности сети между ЗСП при проведении отбора	+	+		
Проектирование, разработка и внедрение on-line системы информационного обмена с участниками рынка уведомлениями об ожидаемом состоянии генерирующего оборудования и его готовности к выработке электроэнергии	+	+		
Разработка методологической базы и технических средств системы моделирования сценариев работы рынка мощности с целью поддержки принятия решений при проведении долгосрочных отборов мощности.	+	+	+	+

4.4. Финансирование мероприятий по освоению новых компонентов технологии

Финансирование мероприятий по совершенствованию материально-технической базы, используемой ОАО «СО ЕЭС» для обеспечения рынка системных услуг, поддержки торговых процедур, сопровождения рынка и отчетности, организации конкурентных отборов мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) производится, как правило, в рамках инвестиционного проекта 2 «Технологии поддержки торговых процедур, сопровождения рынка и отчетности», включенного в постоянную структуру инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Оплата услуг исполнителей по НПРЧ и АВРЧМ производится из сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» за счет специальных средств, предоставляемых в условиях тарифного регулирования в составе необходимой валовой выручки от оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики (т.н. «услуги по ОДУ – 2»). Сценарии развития рынка системных услуг определяются темпами разработки и утверждения необходимых нормативных правовых актов, а также результатами исполнения мероприятий, предусмотренных планом- графиком работ по организации функционирования и развитию рынка системных услуг в 2011 году, утвержденного приказом ОАО «СО ЕЭС» от 09.03.2011 № 45 «О мероприятиях по развитию рынка системных услуг».

Перспективная потребность в финансировании мероприятий и работ по совершенствованию долгосрочного рынка мощности определяется изменениями Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утверждаемых постановлениями Правительства Российской Федерации.

Для финансирования иных мероприятий и работ по освоению новых компонентов технологии используются средства по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: технический консалтинг, юридические, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы.

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах мероприятий и работ по освоению новых компонентов технологии, курируемых Директором по развитию и сопровождению рынков, составляет (табл.20):

Таблица 20

Блок подразделений по развитию и сопровождению рынков						
Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)					
Инновационные работы по проекту 2. «Технологии поддержки торговых процедур, сопровождения рынка и отчетности»	52 882	-	62 400	67 400	72 800	84 940
	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
Консультационные услуги и прочие операционные расходы, связанные с: – сопровождением и развитием рынка системных услуг; – поддержкой торговых процедур, сопровождением рынка и отчетности; – организацией и проведением КОМ	-	35 600	38 500	41 500	44 850	52 300

§ 5. Инновации в технологических бизнес-процессах

Инновации в технологических бизнес-процессах ОАО «СО ЕЭС» осуществляются по следующим направлениям:

1) улучшение управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления;

2) улучшение управляемости ЕЭС России за счет применения новейших систем телеуправления электроэнергетическим оборудованием из диспетчерских центров Системного оператора;

3) разработка и сопровождение документов по взаимодействию с субъектами электроэнергетики, стандартов, проектов нормативных правовых актов и других документов по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;

4) усовершенствование механизмов взаимодействия с энергосистемами зарубежных государств при их параллельной работе с ЕЭС России, в том числе:

- участие представителей ОАО «СО ЕЭС» в работе КОТК;
- участие ОАО «СО ЕЭС» в соглашении БРЭЛЛ;
- иные мероприятия по повышению надежности параллельной работы ЕЭС России и энергосистем сопредельных государств.

5.1. Улучшение управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления

Улучшение управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления достигается, в том числе:

- совершенствованием структуры оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России путем оптимизации бизнес-процессов, организационной структуры, перераспределения функций диспетчерского управления как внутри диспетчерского центра, так и между филиалами ОАО «СО ЕЭС»;
- формированием схем прямого управления энергообъектами.

Указанная деятельность осуществляется ОАО «СО ЕЭС» в рамках действующих нормативных документов, в том числе Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и постановления Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

Итоги работы за 2006÷2010 годы

В период 2006÷2010 годов выполнены следующие проекты и мероприятия в целях реализации принципов целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, повышения управляемости ЕЭС России за счет оптимизации структуры системы оперативно-диспетчерского управления:

2006 год

Проведено укрупнение операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ за счет присоединения к ней операционных зон филиалов ОАО «СО ЕЭС» Брянское РДУ и Калужское РДУ.

2007 год

С минимизацией возможных технологических рисков выполнены организационно-технические мероприятия по передаче функций диспетчерского управления операционной зоной Нижегородского РДУ из операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра в операционную зону Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

В целях обеспечения эффективного управления электроэнергетическим режимом на территории Калининградской области и во исполнение решения Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 25.07.2007 (протокол № 53) создан Филиал ОАО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ.

Начато укрупнение операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Курское РДУ за счет присоединения к ней операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Орловское РДУ.

2008 год

Созданы филиалы ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ, Иркутское РДУ, Новосибирское РДУ, РДУ Татарстана, которыми приняты функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Республик Башкортостан и Татарстан, Новосибирской, Иркутской областей от ранее функционировавших субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Филиалом ОАО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ приняты операционные функции по оперативно-диспетчерскому управлению электроэнергетическим режимом на территории Калининградской области.

Проведено изучение особенностей режимов работы, существующих принципов взаимодействия и распределения функций управления энергообъектами на территории Псковской области, схем организации диспетчерского управления и каналов связи и реализованы организационно-технические мероприятия по передаче функций управления энергообъектами на территории Псковской области, относящимися к объектам диспетчеризации, от Филиала ОАО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ Филиалу ОАО «СО ЕЭС» Новгородское РДУ.

Завершено укрупнение операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Курское РДУ за счет присоединения к ней операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Орловское РДУ.

2009÷2010 годы

С целью оптимизации функциональной загрузки филиалов ОАО «СО ЕЭС» и реализации принципа отдачи диспетчерских команд диспетчерским персоналом филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ, РДУ непосредственно на энергообъекты, определенной Целевой моделью прохождения команд и организации каналов связи между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями, реализованы мероприятия:

1) в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири:

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ на ПС 220 кВ Дивногорская, ПС 220 кВ Левобережная;

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири на ПС 1150 кВ Итатская и Березовскую ГРЭС и приняты в диспетчерское управление диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири ВЛ 500 кВ Берёзовская ГРЭС – Итатская 1 (ВЛ-520), ВЛ 500 кВ Берёзовская ГРЭС – Итатская 2 (ВЛ-521);

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири на ПС 1150 кВ Итатская, ПС 1150 кВ Алтай, ПС 500 кВ Томская, ПС 500 кВ Барнаулская по изменению эксплуатационного состояния ВЛ 500 кВ Итатская –Томская-500 (ВЛ-526) и ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская (ВЛ-527) и приняты в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС –

Итатская, ВЛ 500 кВ Барнаульская – Алтай 1, ВЛ 500 кВ Барнаульская – Алтай 2, ВЛ 500 кВ Рубцовская – Барнаульская;

– приняты в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т. - Аячи/т. из диспетчерского управления Филиала ОАО «СО ЕЭС» Амурское РДУ; ВЛ 220 кВ Хани – Чара, ВЛ 220 кВ Аячи/т. – Амазар и ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т. – Чичатка из диспетчерского управления Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока;

– приняты в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ ВЛ 500 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (временно работает на классе напряжения 220 кВ), ВЛ 500 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Петровск-Забайкальский (временно работает на классе напряжения 220 кВ), ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК, ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная, ВЛ 220 кВ Новоильинск – Петровск-Забайкальский, ВЛ 220 кВ Кижа – Петровск-Забайкальский, ВЛ 220 кВ Саган-Нур – Петровск-Забайкальский из диспетчерского управления Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири;

– приняты в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан и ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма из диспетчерского управления Филиала ОАО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ;

– принята в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» Хакасское РДУ ВЛ 220 кВ Теба – Чарыш из диспетчерского управления Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кузбасское РДУ.

2) в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала:

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» Пермское РДУ на ПС 220 кВ Владимирская и ПС 220 кВ Ирень;

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ на ПС 500 кВ Бекетово, ПС 500 кВ Буйская и ПС 500 кВ Уфимская;

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала на Пермскую ГРЭС по управлению технологическим режимом работы Пермской ГРЭС и приняты в диспетчерское управление диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – Северная и ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС – Калино-1, 2.

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала на Кармановскую ГРЭС и ПС 500 кВ Козырево, ПС 500 кВ Шагол, ПС 500 кВ Челябинская, ПС 500 кВ Златоуст, ПС 500 кВ Приваловская, ПС 500 кВ Кропачево, ПС 500 кВ Уфимская;

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС»

Тюменское РДУ на 16 ПС 500 кВ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири.

3) в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра:

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра на ПС 750 кВ Белозерская, ПС 750 кВ Metallургическая и ПС 500 кВ Старый Оскол и принята в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ВЛ 500 кВ Старый Оскол – Metallургическая.

4) в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада:

– принята в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада ВЛ 330 кВ Псков – Кингисеппская из диспетчерского управления Филиала ОАО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ;

– принята в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» Карельское РДУ ВЛ 220 кВ В.Свирская ГЭС – Древлянка из диспетчерского управления Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада;

– исключены промежуточные звенья из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада на ПС 330 кВ Кингисеппская, ПС 330 кВ Псков, ПС 330 кВ Велюкорская, ПС 330 кВ Лоухи, ПС 330 кВ Князегубская.

В 2010 году проведен анализ существующего распределения ЛЭП 110-500 кВ по способу диспетчерского управления между филиалами ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ и существующих схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчеров филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ на объекты электроэнергетики. По результатам проведенного анализа разработаны мероприятия и начата их реализация по планам-графикам перераспределения ЛЭП по способу диспетчерского управления между филиалами ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ и изменения схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчеров филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ на объекты электроэнергетики.

Направления и задачи работы на 2011÷2016 годы и до 2020 года

Направлениями работы по улучшению управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления в 2011÷2016 годах и на перспективу до 2020 года являются:

1. Реализация принятых решений в части исключения промежуточных звеньев при прохождении диспетчерских команд на изменение эксплуатационного состояния ЛЭП и оборудования, находящегося в диспетчерском управлении (ведении) филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ, а также оптимизации и унификации подходов к распределению ЛЭП по способу диспетчерского управления между ОДУ и РДУ.

2. Изменение принятых принципов организации оперативно - диспетчерского управления в операционных зонах крупных диспетчерских центров

Системного оператора (например, Филиал ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, Филиал ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ).

В рамках работ по указанным направлениям в 2011÷2013 годах реализуются следующие мероприятия:

в 2011 году

1. Принятие в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока:

- ВЛ 500 кВ ЛуГЭК – Чугуевка-2;
- ВЛ 500 кВ ЛуГЭК – Дальневосточная;
- ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Владивосток;
- ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская.

2. Принятие в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири:

- ВЛ 500 кВ Юрга – Ново-Анжерская;
- ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Беловская ГРЭС;
- ВЛ 500 кВ Заря – Барабинская;
- ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая (ВЛ-555).

3. Принятие в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала:

- ВЛ 500 кВ БАЗ – Тагил.

4. Принятие в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра:

- ВЛ 500 кВ Белозерская – Череповецкая;
- ВЛ 500 кВ Белозерская – Вологодская.

5. Принятие в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада:

- ВЛ 330 кВ Восточная – Октябрьская (Л-419/420);
- ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная (Л-380);
- ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС – Восточная (Л-383);
- ВЛ 330 кВ Ленинградская – Восточная (Л-470+Л-471)4
- ВЛ 330 кВ Южная – Восточная (Л-378);
- КВЛ 330 кВ Восточная – Ржевская (Л-388);
- ВЛ 330 кВ Колпино – Восточная (Л-371);
- ВЛ 330 кВ Ленинградская – Центральная (Л-381 + К-304);
- ВЛ 330 кВ Ленинградская – Южная (Л-376);
- ВЛ 330 кВ Ленинградская – Южная (Л-377);
- ВЛ 330 кВ Ленинградская – Колпино (Л-370).

6. Организация схемы прохождения диспетчерских команд диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока на Приморскую ГРЭС в части диспетчерского управления ВЛ 220 кВ ЛуТЭК – Бикин/т и ВЛ 220 кВ ЛуТЭК – Розенгартовка/т через диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

7. Исключение промежуточных звеньев из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири на ПС 500 кВ Ново-Анжерская, ПС 500 кВ Юрга, ПС 500 кВ Заря, ПС 500 кВ Барабинская, ПС 500 кВ Новокузнецкая, ПС 500 кВ Таврическая, ПС 500 кВ Иртышская, ПС 500 кВ Рубцовская, Беловскую ГРЭС.

8. Исключение промежуточных звеньев из схем прохождения диспетчерских команд диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала на ПС 500 кВ Северная, ПС 500 кВ Емелино, ПС 500 кВ Южная, ПС 500 Тагил, ПС 500 кВ Калино, ПС 500 кВ Буйская, ПС 500 кВ Бекетово, ПС 500 кВ Смеловская, ПС 500 кВ Магнитогорская, ПС 500 кВ Курган, ПС 500 кВ Газовая.

9. Исключение промежуточных звеньев из схем прохождения диспетчерских команд диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра на ПС 500 кВ Вологодская, ПС 500 кВ Череповецкая в части диспетчерского управления ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Вологодская и ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Череповецкая.

10. Исключение промежуточных звеньев из схем прохождения диспетчерских команд (разрешений) диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга:

– на ОРУ-330 кВ: ПС 500 кВ Тихорецк, ПС 330 кВ Кропоткин, ПС 330 кВ Армавир, ПС 330 кВ Ставрополь, ПС 500 кВ Невинномысск по ВЛ 330 кВ Кропоткин – Армавир (ВЛ-330-20), ВЛ 330 кВ Тихорецк – Кропоткин (ВЛ-330-21), ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк (ВЛ-503), ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь (ВЛ-330-14), ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир II цепь (ВЛ-330-15), ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир (ВЛ-330-01), ВЛ 330 кВ Ставрополь – Благодарная (ВЛ-330-18), ВЛ 330 кВ и принятию в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга ВЛ 330 кВ Кропоткин – Армавир (ВЛ-330-20), ВЛ 330 кВ Тихорецк – Кропоткин (ВЛ-330-21), ВЛ 330 кВ Ставрополь – Благодарная (ВЛ-330-18), ВЛ 330 кВ Невинномысск – Ставрополь, ВЛ 330 кВ Невинномысск – Владикавказ-2, ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Невинномысск;

– на ОРУ-330 кВ: Кубанская ГЭС-2, Кубанская ГЭС-4 по ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск (ВЛ-330-13), ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Невинномысск, ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – ГЭС-4 (ВЛ-330-28), ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – ГЭС-2 (ВЛ-330-02), ВЛ 330 кВ ГЭС-2 – Машук (ВЛ-330-03) и принятию в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга ВЛ 330 кВ ГЭС-4 – Черкесск (ВЛ-330-13).

В последующие периоды не планируется существенного перераспределения ЛЭП по способу управления между ОДУ и РДУ.

в 2012÷2013 годах

Ключевой проект – изменение принятых принципов организации оперативно-диспетчерского управления в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и Тюменское РДУ.

Оптимальная организация оперативно-диспетчерского управления в Московской и Тюменской энергосистемах является одной из основ обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей, среди которых значительную долю составляют потребители, связанные с добычей и транспортировкой энергоресурсов.

В настоящее время:

– в диспетчерском управлении Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ находится 191 ЛЭП (1 ВЛ 500 кВ, 130 ВЛ 220 кВ, 60 ВЛ 110 кВ) и в диспетчерском ведении 769 ЛЭП;

– в диспетчерском управлении Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ находится 121 ЛЭП (31 ВЛ 500 кВ и 90 ВЛ 220 кВ) и в диспетчерском ведении 122 ЛЭП.

В рамках приведения оперативно-диспетчерского управления в Московской и Тюменской энергосистемах к целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и принятым в ОАО «СО ЕЭС» единым для всех диспетчерских центров критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление (ведение) необходимо изменение состава и объема объектов диспетчеризации филиалов ОАО «СО ЕЭС» Московское и Тюменское РДУ. При этом требуется принять:

– в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ 29 ЛЭП (без учета ввода в работу новых энергообъектов), а с учетом ввода в работу новых энергообъектов – ориентировочно 60 ЛЭП в диспетчерское управление и 30 ЛЭП в диспетчерское ведение;

– в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ 65 ЛЭП и в диспетчерское ведение 292 ЛЭП (без учета ввода в работу новых энергообъектов).

Нагрузка технологического персонала диспетчерского центра по выполнению как операционных, так и неоперационных функций в рамках существующих принципов организации оперативно-диспетчерского управления в пределах одного диспетчерского центра неизбежно возрастает. Существующей структурой дежурной смены диспетчерского персонала станет невозможным обеспечивать на должном уровне управление электроэнергетическим режимом в операционной зоне.

В целях недопущения снижения надежности оперативно-диспетчерского управления в условиях увеличения загрузки персонала филиалов ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и Тюменское РДУ ОАО «СО ЕЭС» планирует разработать и впоследствии реализовать концепцию, предусматривающую изменение для крупных РДУ принятых принципов организации оперативно-диспетчерского управления.

Одним из вариантов может быть изменение организационной структуры, схемы функционального взаимодействия диспетчерской смены и технологических служб филиалов ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и Тюменское РДУ исходя из принципа функционального разделения операционной зоны на энергорайоны, связанные общностью электрического режима и территориального расположения.

Такая организационная структура предполагает разделение диспетчерской смены на два уровня: верхний (старшая смена), обеспечивающий управление электроэнергетическим режимом в операционной зоне диспетчерского центра, и нижний, обеспечивающий управление и ликвидацию аварий и иных нарушений на объектах электросетевого хозяйства класса напряжения 110-220 кВ по закрепленным энергорайонам.

Распределение функций по управлению энергосистемой по двухуровневой схеме существенно уменьшит загрузку диспетчерского персонала старшей смены за счет разделения функционала с диспетчерским персоналом районов: старший диспетчер станет осуществлять общее руководство, распределяя функции как между диспетчерами старшей смены (управление ЛЭП класса напряжения 500 кВ для Тюменского РДУ, или 220 кВ для Московского РДУ, управление режимом операционной зоны), так и между диспетчерами соответствующих энергорайонов, а диспетчеры энергорайонов, в свою очередь, выполняя команды старшего диспетчера, станут осуществлять управление режимом соответствующих энергорайонов в операционной зоне. Указанный состав смены в пределах увеличивающегося объема объектов диспетчеризации при необходимом увеличении численности дневного персонала обеспечит выполнение операционных и неоперационных функций диспетчерского центра.

Таким образом, инновационность проекта заключается в выстраивании модели взаимодействия «ОДУ-РДУ» внутри филиалов ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и Тюменское РДУ при сохранении условия иерархии диспетчерских центров:

главный диспетчерский центр – ОДУ Центра – Московское РДУ;

главный диспетчерский центр – ОДУ Урала – Тюменское РДУ.

Такое решение приводит к изменению только организационной структуры филиалов ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и Тюменское РДУ, и исключается необходимость разделения указанных филиалов на несколько диспетчерских центров с формированием новых филиалов ОАО «СО ЕЭС».

Результаты реализации данного проекта станут основой для разработки схем оптимизации структур диспетчерских центров для наиболее крупных диспетчерских центров.

По результатам анализа изменения схемы функционального взаимодействия диспетчерской смены и технологических служб филиалов ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и Тюменское РДУ исходя из принципа функционального разделения операционной зоны на энергорайоны, в 2012 году планируется разработка новой модели организации оперативно- диспетчер-

ского управления в операционных зонах крупных диспетчерских центров. Затраты на разработку такой концепции составят ориентировочно 10 000,0 тыс.руб. без НДС.

В период 2013÷2016 годах необходима реализация новой модели организации оперативно-диспетчерского управления в операционных зонах крупных диспетчерских центров. Затраты на реализацию такой концепции составят ориентировочно от 10 000,0 до 30 000 тыс.руб. без НДС.

Финансирование мероприятий по улучшению управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления

Мероприятия по улучшению управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления финансируются, как правило, за счет различных статей сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: технологический консалтинг, юридические, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы.

Ориентировочная потребность в финансировании указанных расходов в 2011÷2016 годах по работам, курируемым Службой развитию и технического перевооружения (СРТП), директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером и Первым заместителем Председателя Правления, составляет (без учета затрат на оплату труда) (табл.21):

Таблица 21

СРТП	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)						
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Разработка новой модели организации оперативно- диспетчерского управления в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и Тюменское РДУ	-	5 900	-	-	-	-	-
Реализация новой концепции организации оперативно- диспетчерского управления в операционных зонах крупных диспетчерских центров	-	-	5 000	5 000			

5.2. Улучшение управляемости ЕЭС России за счет применения новейших систем телеуправления ЛЭП и оборудованием из диспетчерских центров Системного оператора

Улучшение управляемости ЕЭС России за счет применения новейших систем телеуправления электроэнергетическим оборудованием из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» является серьезным и пока не использованным резервом для оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления.

В электроэнергетике все большее внедрение получают генерирующие и электросетевые объекты нового поколения, схема оперативного обслуживания которых не предусматривает круглосуточное наличие оперативного персонала. В частности, отличительными свойствами подстанций нового поколения являются:

- дистанционное управление всеми коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями первичной схемы электрических соединений с автоматизированного рабочего места (АРМ) оперативного персонала подстанции и с индивидуальных терминалов каждого присоединения. Под терминалом понимается индивидуальная панель конкретного присоединения, с которой возможно дистанционное управление всеми коммутационными аппаратами и ЗН первичной схемы электрических соединений данного присоединения, без возможности производства с нее переключений в устройствах РЗА, и не находящаяся непосредственно в КРУЭ или на ОРУ. Наличие терминала является дополнительным (не обязательным) признаком подстанций нового поколения;
- наличие программной (логической) оперативной блокировки, реализуемой в АРМ и терминалах в составе АСУ ТП;
- наличие в АРМ функции установки на коммутационных аппаратах и ЗН виртуальных плакатов безопасности;
- применение только элегазовых, вакуумных выключателей или КРУЭ;
- применение современного оборудования, обладающего высокой надежностью;
- применение микропроцессорных устройств РЗА.

Технологии телеуправления таким оборудованием внедряются субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии самостоятельно. Единая практика не выработана, подходы к решению вопросов телеуправления определяются интересами и возможностями собственников оборудования, а также предложениями производителей и подрядчиков, представляющих разнообразные технические решения.

Технологии «прямого» диспетчерского телеуправления объектами диспетчеризации, расположенными на объектах электроэнергетики, из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» в ЕЭС России практически отсутствуют.

В 2011÷2016 годах и на период до 2020 года необходимы:

разработка и стандартизация технологий телемеханического управления электротехническим оборудованием из пунктов управления субъектов электроэнергетики;

разработка и внедрение средств и систем телемеханического управления электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России непосредственно из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

Принципы технологий телемеханического управления режимом ЕЭС России из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» должны определять:

- перечень случаев использования делового процесса «прямого» диспетчерского управления генерацией;
- перечень случаев использования делового процесса «прямого» диспетчерского управления элементами электрических сетей;
- перечень технологических условий на энергообъектах, схемно-режимных и других условий, блокирующих возможность использования «прямого» диспетчерского управления генерацией и элементами электрических сетей из диспетчерских пунктов ОАО «СО ЕЭС».

Применение телемеханического управления объектами диспетчеризации из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» при управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России позволит обеспечить:

- сокращение времени плановых переключений;
- повышение скорости реализации принятых решений и снижение времени ликвидации технологических нарушений;
- снижение риска ошибочных действий персонала;
- снижение рисков травматизма на производстве;
- возможность применения автоматизации процесса управления объектами диспетчеризации;
- возможность автоматического ввода резервов генерирующего оборудования (ГЭС, ГТУ).

Таким образом, внедрение принципов «прямого» диспетчерского телеуправления объектами диспетчеризации непосредственно из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» позволит повысить управляемость ЕЭС России и, как следствие этого, надежность функционирования системы оперативно-диспетчерского управления в целом.

Нормативным основанием начала работ в области телемеханического управления объектами диспетчеризации из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» явилось Положение о технической политике ОАО «СО ЕЭС» до 2012 года, утвержденное решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 30.01.2009 № 77 и введенное в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 10.03.2009 № 71. В период до 2012 года предусмотрена разработка принципов и концептуальных вопросов телемеханического управления в контурах:

- оперативного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России;
- автоматического (первичного и вторичного) регулирования частоты и мощности;
- централизованного автоматического управления мощностью генераторов (третичное регулирование, управление мощностью генераторов на основании планов балансирующего рынка и спорадических команд диспетчера).

В частности, в 2011÷2012 годах в рамках Инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» финансируется разработка концепции телемеханического управления объектами диспетчеризации из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС». Указанные работы реализуются в составе проекта 1.1. «НИОКР и проектные работы по развитию технологий, программных комплексов, технических принципов, алгоритмов управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и обеспечения параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран», включенного в постоянную структуру Инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Успешное завершение указанных работ позволит в 2012÷2013 годах разработать Стандарт телемеханического управления объектами диспетчеризации из диспетчерских пунктов ОАО «СО ЕЭС» и реализовать пилотный проект по телемеханическому управлению объектами диспетчеризации. Планируется, что для участия в пилотном проекте будут отобраны диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС», в операционных зонах которых размещены энергообъекты, обладающие свойствами подстанций нового поколения.

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах мероприятий и работ по созданию новейших систем телеуправления электроэнергетическим оборудованием из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС», курируемых Службой развития и технического перевооружения (СРТП), директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером и Первым заместителем Председателя Правления, составляет (табл.22):

Таблица 22

СРТП							
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)						
НИР «Изучение зарубежного опыта применения технологий телеуправления и разработка концепции технических и организационных решений телеуправления объектами диспетчеризации из диспетчерских пунктов ОАО «СО ЕЭС»		6 000	-	-	-	-	-
Разработка и реализация пилотного проекта по телеуправлению объектами диспетчеризации в диспетчер-		-	2 000	7 500			

ских центрах, в операционных зонах которых размещены энергообъекты, обладающие свойствами подстанций нового поколения						
Иные работы по внедрению телемеханического управления объектами диспетчеризации из диспетчерских пунктов ОАО «СО ЕЭС»			Определяется по итогам реализации пилотного проекта			
Смета затрат (тыс.руб. без НДС)						
Оснащение рабочих мест диспетчерского персонала для телеуправления ЛЭП и оборудованием из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»		-	10 000			
Иные расходы (технический консалтинг, консультационные услуги, др.)			3 500	3 500	3 500	3 500

5.3. Разработка и сопровождение проектов нормативных правовых актов, документов по взаимодействию с субъектами электроэнергетики, стандартов, нормативной технической и другой документации по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике

Формирование и развитие нормативной базы в электроэнергетике должно обеспечить решение ключевых задач реформирования электроэнергетики – разделение конкурентных и монопольных видов деятельности, создание новых субъектов инфраструктуры, определение правил функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности, создание эффективных механизмов хозяйствования в электроэнергетике в условиях необходимости сохранения технологического единства энергосистемы, ее надежного и безопасного функционирования.

Направлениями формирования и развития нормативной базы в электроэнергетике, в которых принимает активное участие ОАО «СО ЕЭС», являются:

разработка и сопровождение проектов нормативных правовых и нормативных технических актов по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, принимаемых органами законодательной и исполнительной власти Российской Федерации;

разработка и сопровождение проектов документов по технологическому взаимодействию с субъектами электроэнергетики, стандартов, регламентов, нормативных технических актов и других документов по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, принимаемых на уровне организаций – субъектов электроэнергетики.

5.3.1. Разработка и сопровождение проектов нормативных правовых и нормативных технических актов по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике

Итоги работы в 2006÷2010 годах

С непосредственным участием ОАО «СО ЕЭС» подготовлены и изданы следующие нормативные правовые акты, регулирующие отношения в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (табл.23):

Таблица 23

Нормативные акты	
Реквизиты	Наименования
Федеральные законы	
от 26.03.2003 № 35-ФЗ (с изм.)	«Об электроэнергетике»
Постановления Правительства Российской Федерации	
от 24.10.2003 № 643 (с изм.)	«О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода». С 12.04.2011 указанное постановление утратило силу в связи с принятием постановления Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»
от 21.01.2004 № 24 (с изм.)	«Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»
от 27.12.2004 № 861 (с изм.)	«Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»
от 27.12.2004 № 854 (с изм.)	«Об утверждении Правил оперативно- диспетчерского управления в электроэнергетике»
от 07.12.2005 № 738	«О порядке формирования перспективного источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности»
от 31.08.2006 № 530 (с изм.)	«Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики»
от 26.07.2007 № 484	«О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации»

от 04.11.2007 № 250-ФЗ	«О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России»
от 16.02.2008 № 86	«О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения» (вместе с «Правилами создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения»)
от 14.02.2009 № 114	«О порядке отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»
от 30.07.2009 № 626	«О внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации по вопросам формирования перспективного источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии»
от 02.10.2009 № 785	«О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования розничных рынков электрической энергии» (в части введения полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии в случае неисполнения потребителями обязательств по оплате электрической энергии и соответствующих услуг»)
от 17.10.2009 № 823	«О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»
от 28.10.2009 № 846	«Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»
от 09.11.2009 № 910	«О порядке определения стоимости и оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»
от 01.12.2009 № 977	«Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»
от 24.02.2010 № 89	«О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)»
от 03.03.2010 № 117	«О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности»
от 21.04.2010 № 269	«О проведении конкурсов инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии»
от 09.08.2010 № 609	«О внесении изменений в стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»
от 28.09.2010 № 764	«Об утверждении Правил осуществления контроля за соблюдением субъектами естественных монополий стандартов раскрытия информации»
Приказы Министерства энергетики России	
от 13.01.2003 № 6	«Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»
от 19.06.2003 № 229	«О Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»
от 30.06.2003 № 277	«Об утверждении Методических указаний по устойчивости энергосистем»
от 28.06.2006	«Об утверждении правил определения величины необходимой уста-

№ 136 (с изм.)	новленной генерирующей мощности генерирующих объектов, вводимых в эксплуатацию по результатам конкурса инвестиционных проектов на формирование перспективного технологического резерва мощностей, а также территориального расположения указанных генерирующих объектов, сроков их создания и ввода в эксплуатацию»	
от 20.07.2006 № 164 (с изм.)	«Об аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике»	
от 18.03.2008 № 124	«Об утверждении правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики»	
от 07.08.2008 № 20 (с изм.)	«Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации о производственно-хозяйственной деятельности, форм и порядка ее предоставления»	
от 02.03.2010 № 91	«Об утверждении порядка передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике»	
от 02.03.2010 № 92	«Об утверждении формы отчета об авариях в электроэнергетике и порядка ее заполнения»	
от 07.09.2010 № 429	«Об утверждении Порядка определения коэффициентов, применяемых Системным оператором для определения объема мощности, фактически поставленной на оптовый рынок электрической энергии (мощности), при невыполнении (частичном невыполнении) поставщиками требований в части готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии»	
от 07.09.2010 № 430	«Об утверждении Порядка учета технических характеристик (параметров) генерирующего оборудования в ходе приема заявок участников конкурентного отбора мощности, а также для определения результатов конкурентного отбора мощности»	
от 07.09.2010 № 431	«Об утверждении Положения о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах свободного перетока электрической энергии (мощности)»	
Нормативные правовые акты иных федеральных органов исполнительной власти		
Приказ Ростех- надзора	от 03.04.2007 № 199	«Об утверждении и введении в действие Положения об организации и осуществлении контроля за системой оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и особенностях организации и проведения аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике»
Приказы ФСТ России	от 12.12.2006 № 373-э/15	«Об утверждении Порядка оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемых системным оператором и иными субъектами оперативно-диспетчерского управления»
	от 10.06.2009 № 125-э/1	«Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации»
	от 25.08.2010 № 402-э	«Об установлении требований к программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «СО ЕЭС» на 2010÷2012 годы»

Оценка состояния нормативно-правовой базы

На настоящий момент принята основная часть нормативных правовых актов, формирующих новую систему взаимоотношений между субъектами электроэнергетики, потребителями и инфраструктурными организациями в отрасли.

Основой правового регулирования в электроэнергетике являются Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и подзаконные нормативные правовые акты, в том числе:

Правила оптового рынка электрической энергии и мощности;

Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии, услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, услугам администратора торговой системы оптового рынка и доступа к технологическому присоединению энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям;

Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

За период с 2006 по 2011 годы принято около 20 нормативных правовых актов различного уровня, регламентирующих отношения, связанные с деятельностью Системного оператора. На настоящем этапе развития нормативно-правовой базы в электроэнергетике в основном идет процесс конкретизации и доработки норм и правил деятельности субъектов электроэнергетики в новых условиях.

В то же время нормативную базу в электроэнергетике нельзя считать полностью сформированной. На период с 2011 года планируется разработать и принять Целевые Правила функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности, внести изменения в утвержденные 27.12.2010 целевые Правила оптового рынка электрической энергии и мощности по итогам анализа эффективности работы в 2011 году рынка мощности.

Однако необходимо отметить, что в период реформирования отрасли в российском законодательстве не уделялось необходимого внимания разработке обязательных технических требований, определяющих условия работы объектов электроэнергетики в составе ЕЭС России, перечень ранее действовавших в отрасли нормативных технических документов (НТД) значительно устарел и применяется не в полном объеме.

Анализ мировой практики показывает, что нормированию технических и организационных аспектов работы электроэнергетических систем уделяется большое внимание. В странах Европы и Америки реформирование электроэнергетики и либерализация рынков сопровождались усилением регламентации правил работы энергосистемы, повышением требований к работе объектов электроэнергетики в ее составе.

На текущий момент нормативно-правовое регулирование указанных вопросов в Российской Федерации крайне недостаточно, т.к. технические аспекты, определяющие основы функционирования и развития ЕЭС, в законо-

дательстве закрепления не получили. Нормативно установленные критерии принятия технических и инвестиционных решений по ключевым для отрасли вопросам отсутствуют.

Примером неурегулированности фундаментальных вопросов работы ЕЭС России является отсутствие норм, определяющих:

- формирование и размещение резервов генерирующих мощностей;
- запасы пропускной способности межсистемных связей;
- правила участия электростанций в регулировании частоты и потоков активной мощности;
- порядок создания (модернизации) систем релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики на смежных объектах электроэнергетики.

Принятые по этим вопросам решения влекут значительные экономические последствия для субъектов отрасли, могут потребовать пересмотра проектных решений, существенного изменения подходов к управлению работой энергосистемы в целом. Такие решения должны иметь единые, общие для всех субъектов электроэнергетики нормативные правовые основания, а их принятие не может зависеть от воли отдельных собственников.

Существующее законодательство о техническом регулировании принципиально не предназначено для решения таких задач. Технические регламенты служат для установления требований безопасности к отдельным видам продукции (оборудования, устройств) и связанным с ней процессам. ЕЭС России продукцией не является, а протекающие в ней технические и организационные процессы не могут быть описаны в категориях монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, утилизации продукции или устройств. Предъявление требований к отдельным единицам оборудования (например, к турбине или генератору) не позволит обеспечить поддержание тех основных свойств ЕЭС России, ради достижения которых она создана. В связи с этим в настоящее время регулирование фундаментальных технических вопросов работы ЕЭС России осуществляется через документы, принимаемые на уровне организаций – субъектов электроэнергетики: стандарты, регламенты, соглашения о технологическом взаимодействии, др.

Решение задачи установления технических требований к функционированию ЕЭС России возможно только на качественно новом уровне – путем разработки и принятия технологических правил работы электроэнергетических систем (ТПР ЭЭС) как комплексного документа общеобязательного характера, устанавливающего правовые и технологические основы функционирования и развития ЕЭС.

Направления и перспективные задачи совершенствования и развития нормативно-правовой базы в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года

К числу перспективных задач работы в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года относится участие ОАО «СО ЕЭС» в разработке и принятии:

- нормативных правовых актов, направленных на обеспечение эффективности отраслевого контроля за техническим состоянием оборудования в электроэнергетике;
- Технологических правил работы электроэнергетических систем;
- Целевых правил функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности;
- нормативных правовых актов, направленных на совершенствование правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей и объектов электроэнергетики к электрическим сетям;
- нормативных правовых актов, регулирующих отношения в сфере оказания системных услуг;
- нормативных правовых актов, регулирующих отношения в сфере формирования перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии.

Участие в разработке и согласовании проектов указанных документов рассматривается как важная задача реализации настоящей Программы.

В 2011 году планируется участие ОАО «СО ЕЭС» в разработке и согласовании проектов следующих нормативных правовых актов Российской Федерации:

- 1) проект Федерального закона о внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике», предусматривающий:
 - наделение Правительства Российской Федерации полномочиями на разработку и утверждение Технологических правил работы электроэнергетических систем (ТПР ЭЭС);
 - наделение уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти (Минэнерго России) полномочиями на утверждение порядка создания и модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, требующих выполнения работ на смежных объектах электроэнергетики;
 - порядок утверждения правил обеспечения согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью ГЭС;
 - основания, предмет, порядок и сроки проведения отраслевого контроля в электроэнергетике;
- 2) проект Федерального закона о внесении изменений в Федеральный закон «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля», предусматривающий исключение отраслевого контроля в электроэнергетике из сферы действия указанного закона, в том числе:
 - контроля выполнения инвестиционных программ;

- проверок готовности к ОЗП;
- расследования причин аварий в электроэнергетике;
- контроля ремонтной деятельности;
- контроля технического состояния объектов электроэнергетики, влияющих на надежность функционирования ЕЭС России;

3) проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», предусматривающего установление:

- порядка разработки и согласования схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии;
- критериев согласования Системным оператором технических условий в случае технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства одной сетевой организации к объектам электросетевого хозяйства другой сетевой организации;
- процедуры взаимодействия сетевой организации с Системным оператором по вопросам проверки выполнения выданных ранее технических условий, требований по вводу в работу энергопринимающих устройств (объектов энергетики) после выполнения мероприятий по технологическому присоединению;
- требований по вводу в работу энергопринимающих устройств (объектов энергетики) после выполнения мероприятий по технологическому присоединению;

4) проект постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающий внесение изменений в целевые Правила оптового рынка электрической энергии и мощности в части совершенствования механизмов торговли мощностью по итогам анализа работы рынка мощности за 2011 год;

5) проект постановления Правительства Российской Федерации «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии» (целевые с 2011 года);

6) проект приказа ФСТ России «Об утверждении методических указаний по расчету средневзвешенной стоимости собственного и заемного капитала, привлекаемого в целях реализации инвестиционного проекта, до ввода генерирующего объекта в эксплуатацию»;

7) проект приказ ФСТ России «Об утверждении единого для всех инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей по производству электрической энергии показателя доходности капитала, используемого при производстве электрической энергии, соответствующего среднемесячной стоимости краткосрочного капитала, привлекаемого в целях пополнения оборотных средств, необходимых для приобретения топлива».

В 2012÷2013 годах и на перспективу до 2016 года планируется участие ОАО «СО ЕЭС» в разработке и согласовании проектов следующих нормативных правовых актов Российской Федерации:

8) проект постановления Правительства Российской Федерации об утверждении Технологических правил работы электроэнергетических систем (ТПР ЭЭС);

9) проект постановления Правительства Российской Федерации о внесении изменений в Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

10) проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в Правила отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике», предусматривающего уточнение критериев отнесения к числу плательщиков за услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в отношении ОАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «РусГидро» (ГАЭС), розничных производителей электрической энергии и хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в электроэнергетике преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд;

11) проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в Правила определения стоимости и оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике», предусматривающего уточнение критериев отнесения к числу плательщиков за услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в отношении ОАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «РусГидро» (ГАЭС), розничных производителей электрической энергии и хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в электроэнергетике преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд;

12) проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении дополнений в Положение о Министерстве энергетики Российской Федерации», предусматривающего наделение Минэнерго России полномочиями на утверждение:

- порядка создания и модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, требующих выполнения работ на смежных объектах электроэнергетики;
- правил обеспечения согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью ГЭС;
- порядка оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон;

13) проект приказа Минэнерго России «Об утверждении порядка создания и модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, требующих выполнения работ на смежных объектах электроэнергетики»;

14) проект приказа Минэнерго России «Об утверждении правил обеспечения согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью ГЭС»;

15) проект приказа Ростехнадзора «О внесении изменений в Порядок организации работ по выдаче разрешений на допуск в эксплуатацию энергоустановок»;

16) проект приказа Минэнерго России «Об утверждении порядка оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон»;

17) проект приказа Минэнерго России «О внесении изменений в приказ Минэнерго России от 07.08.2008 № 20 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления», предусматривающего введения форм и порядка представления данных о техническом состоянии оборудования энергообъектов.

18) проекты нормативных актов Минэнерго России, принимаемых во исполнение и в развитие Технологических правил работы электроэнергетических систем (ТПР ЭЭС), утвержденных Правительством Российской Федерации;

19) проекты иных нормативных правовых актов, принимаемых в развитие Технологических правил работы электроэнергетических систем (ТПР ЭЭС), утвержденных Правительством Российской Федерации.

Концептуальное видение структуры ТПР ЭЭС и перечень первоочередных национальных стандартов и отраслевых нормативных технических документов, конкретизирующих отдельные положения ТПР ЭЭС, определены приказом ОАО «СО ЕЭС» от 30.03.2011 № 72.

В частности, к числу первоочередных разрабатываемых национальных стандартов и отраслевых нормативных технических документов относятся:

– Стандарт «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части электроэнергетических систем»;

– Стандарт «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в Единой энергетической системе России»;

– Стандарт «Автоматическое противоаварийное управление режимами электрической части электроэнергетических систем»;

– Стандарт «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при организации эксплуатации, новом строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и модернизации объектов электроэнергетики»;

– Стандарт «Требования к надежности и устойчивости ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем»;

– Стандарт «Правила переключений в электроустановках»;

- Стандарт «Система сбора данных и оперативного контроля в диспетчерском управлении»;
- Стандарт «Планирование развития Единой энергетической системы России»;
- Отраслевой нормативно-технический документ «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35÷750 кВ»;
- Отраслевой нормативно-технический документ «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35÷750 кВ»;
- Отраслевой нормативно-технический документ «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35÷750 кВ. Типовые решения»;
- Отраслевой нормативно-технический документ «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35÷750 кВ»;
- Отраслевой нормативно-технический документ «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций (электрическая часть)».

Финансирование мероприятий, связанных с участием в разработке нормативных правовых актов Российской Федерации

Мероприятия по участию ОАО «СО ЕЭС» в разработке и согласовании нормативных правовых актов Российской Федерации, регулирующих отношения в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, финансируются за счет различных статей сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: фонд оплаты труда, юридические, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы.

В соответствии со сметой затрат ОАО «СО ЕЭС» на 2010 год на консультационные услуги по разработке и продвижению проектов нормативных правовых актов в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике использованы средства в размере 11 280,0 тыс.руб. без НДС.

Ориентировочная потребность в финансировании указанных расходов в 2011÷2016 годах по работам, курируемым Центром нормативного обеспечения (ЦНО) и Первым заместителем Председателя Правления, составляет (без учета затрат на оплату труда) (табл.24):

Таблица 24

ЦНО	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)						
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы всего (без учета затрат на оплату труда работников)		8 000	11 400	12 540	13 600	14 870	15 950

5.3.2. Разработка и сопровождение проектов документов по технологическому взаимодействию с субъектами электроэнергетики, стандартов, нормативной и другой технической документации по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике

Как отмечено в пункте 5.3.1 Программы, до настоящего времени нормативно-правового регулирования технических аспектов, определяющих основы функционирования и развития ЕЭС России, крайне недостаточно.

В связи с этим ряд фундаментальных вопросов технологического функционирования ЕЭС России регулируется на уровне стандартов, регламентов, нормативных технических актов, соглашений о технологическом взаимодействии и других документов по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, принимаемых на уровне организаций – субъектов электроэнергетики.

Соглашения о технологическом взаимодействии с субъектами электроэнергетики

В целях организации технологического взаимодействия с субъектами электроэнергетики в 2004÷2010 годах разработаны и оформлены соглашения между ОАО «СО ЕЭС» и сетевыми организациями. Указанная деятельность продолжится в 2011÷2016 годах и до 2020 года.

К числу таких соглашений, заключенных между ОАО «СО ЕЭС» с организациями – субъектами электроэнергетики, относятся (табл.25):

Таблица 25

№	Организация / наименование соглашения	Дата подписания
ОАО «ФСК ЕЭС»		
1.	Временное соглашение о взаимодействии системного оператора и организации по управлению ЕНЭС при выполнении ими своих функций (разделы 1-4, 7, пункты 5.2, 8.1, 8.3)	18.03.2004
2.	Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями	29.01.2007
3.	Регламент взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» при технологическом присоединении энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям	19.06.2009
4.	Положение о порядке оформления и согласования нормальных схем электрических соединений подстанций ОАО «ФСК ЕЭС»	07.10.2008
5.	Регламент взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики	31.12.2009
6.	Соглашение об организации взаимоотношений между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС»	01.09.2009

7.	Положение о взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России	28.05.2010
8.	Типовое положение о взаимоотношениях филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ (ОДУ) и филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении Центрами управления сетями филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» (ЦУС) неоперационных функций	04.07.2008
9.	Положение по проведению и обработке контрольных замеров в зоне эксплуатационной ответственности ОАО «ФСК ЕЭС»	29.06.2010
10.	Положение по организации взаимоотношений между диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС» и оперативным персоналом ОАО «ФСК ЕЭС»	28.12.2009
ОАО «Холдинг МРСК»		
11.	Типовые технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК.	19.03.2010
12.	Типовая программа модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК	19.03.2010
13.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МОЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-9/2010	01.02.2011
14.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Ленэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-10/2010	01.02.2011
15.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Дагэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-15/2010	01.02.2011
16.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ЕЭСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-18/2010	01.02.2011
17.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Ингушэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-14/2010	01.02.2011
18.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Кубаньэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-13/2010	01.02.2011
19.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Курганэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-17/2010	01.02.2011
20.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Волги» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-7/2010	01.02.2011
21.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Северо-Запада» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-5/2010	01.02.2011
22.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Сибири» в целях обеспечения надеж-	01.02.2011

	ности функционирования ЕЭС России № СДУ-8/2010	
23.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Урала» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-6/2010	01.02.2011
24.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Центра и Приволжья» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-3/2010	01.02.2011
25.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Юга» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-2/2010	01.02.2011
26.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Нурэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-16/2010	01.02.2011
27.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ТРК» (Томск) в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-19/2010	01.02.2011
28.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Тюменьэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-11/2010	01.02.2011
29.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Янтарьэнерго» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-12/2010	01.02.2011
30.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Северного Кавказа» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-4/2010	01.02.2011
31.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК Центра» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-1/2010/7700/0001/11	12.01.2011
Иные субъекты электроэнергетики		
32.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ДРСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России № СДУ-В-1/2011-140	01.02.2011
33.	Положение о технологическом взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Концерн Росэнергоатом» при осуществлении ОАО «СО ЕЭС» функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике	06.08.2010
34.	Соглашение о сотрудничестве между ОАО «РЖД» и ОАО «СО ЕЭС» № 1	12.08.2010
35.	Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и потребителем электрической энергии, владеющим объектами электросетевого хозяйства и (или) объектами по производству электрической энергии, в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России. В соответствии с приказом ОАО «СО ЕЭС» от 17.11.2009 № 441 «Об урегулировании отношений по оперативно-диспетчерскому	01.09.2009 (утв. типовая форма), с изм. на 13.04.2010

управлению» соглашения с потребителями заключаются на уровне филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ и ОДУ

Стандарты и иные технические документы ОАО «СО ЕЭС» по вопросам осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

Стандарты, принятые ОАО «СО ЕЭС» в период с 2005 года по 2010 год, используются диспетчерскими центрами Системного оператора при осуществлении деятельности по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (табл.26). К ряду стандартов ОАО «СО ЕЭС» присоединились и иные субъекты электроэнергетики.

Таблица 26

Вид документа	Реквизиты	Наименование
Стандарты ОАО «СО ЕЭС»	приказ № 457 от 23.12.2008	Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. СТО 59012820.29.240.008-2008
	приказ № 91 от 06.06.2005	Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты. СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005
	распоряжение № 114р от 24.09.2008	Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем СТО 59012820.29.240.007-2008
	приказ № 501 от 31.12.2009	Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (присоединение к Стандарту СТО 56947007-29.240.30.010-2008, утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441)
	решение СД (прот.№ 60) от 18.12.2007	Релейная защита и противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб РЗА в ЕЭС России (присоединение к Стандарту, утв. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 04.10.2007 № 618)
	приказ № 196 от 29.06.2010	Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. СТО 59012820.29.240.002-2010
	приказ № 509 от 31.12.2009	Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). СТО 59012820.29.240.001-2010
	приказ № 434 от 06.11.2009	Профессиональная подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала. СТО 59012820.03.100.30-002-2009
	приказ № 153 от 12.05.2009	Подготовка и проведение противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом.

		СТО 59012820.27010.001-2009
	приказ № 246 от 13.08.2010	Организация эксплуатации инженерных систем зданий и сооружений ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.91.040.99.003-2010
	приказ № 389 от 01.10.2009	Организация эксплуатации зданий и сооружений ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820-91.040.01.004-200
	приказ № 391 от 06.10.2009	Типовые проектные решения и технические требования для подготовки рабочих проектов строительства и реконструкции зданий для размещения диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» РДУ
Иные документы ОАО «СО ЕЭС»	утв.12.11.2010 Первым заместителем Председателя Правления от	Порядок формирования сводных годовых и месячных графиков ремонтов объектов диспетчеризации ОАО «СО ЕЭС»
	приняты на уровне филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ	Положение об организации оперативно- диспетчерского управления ЕЭС России в операционной зоне ОАО «СО ЕЭС» филиала РДУ (ОДУ)
		Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне ОАО «СО ЕЭС»
		Схемы подачи напряжения на собственные нужды тепловых электростанций в условиях наиболее тяжелых нарушений в работе электроэнергетической системы, связанных с полной остановкой оборудования электростанций и отсутствием напряжения на шинах собственных нужд
		Типовые программы переключений по выводу в ремонт и включению в работу объектов диспетчеризации
Стандарты ОАО РАО «ЕЭС России»	решение Правления от 21.01.2008 № 1805пр	Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта.
	приказ № 57 от 11.02.2008	Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России
		Регламент взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики
приказ № 535 от 31.08.2007	Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам	

Разработанная в ОАО «СО ЕЭС» техническая документация по ключевым вопросам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является основой для разработки и нормативных технических актов, непосредственно связанных с организацией работ и технологиями, применяемы-

ми в электроэнергетике, в том числе для разработки Технологических правил работы электроэнергетических систем (ТПР ЭЭС).

Финансирование разработки стандартов и другой технической документации по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, принимаемых на уровне ОАО «СО ЕЭС»

Мероприятия разработке стандартов, регламентов, нормативных правовых и нормативных технических актов, соглашений о технологическом взаимодействии и других документов по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике финансируются за счет различных статей сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: фонд оплаты труда, юридические, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы.

Ориентировочная потребность в финансировании указанных расходов в 2011÷2016 годах по работам, курируемым Департаментом технического регулирования (ДТР), Центром нормативного обеспечения (ЦНО), Директором по правовым вопросам и Первым заместителем Председателя Правления, составляет без учета затрат на оплату труда (табл.27):

Таблица 27

ДТР, ЦНО	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)						
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы всего (без учета затрат на оплату труда работников)		4 320	4 752	5 227	5 750	6 325	7 000

5.4. Усовершенствование механизмов взаимодействия с энергосистемами зарубежных государств при их параллельной работе с ЭЭС России

В настоящее время десять из двенадцати национальных энергосистем государств СНГ осуществляют синхронную параллельную работу. Кроме того, объединение энергосистем СНГ работает параллельно с энергосистемами Латвии, Литвы, Эстонии и Монголии. Осуществляется обмен электроэнергией по другим схемам с энергосистемами Армении, Норвегии, Финляндии, Польши, Словакии, Венгрии, Турции, Ирана, Афганистана и Китая.

Наличие синхронных связей ЭЭС России и энергосистем зарубежных государств определяет необходимость продолжения и развития сотрудничества в сфере оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, совершенствования технологий параллельной работы, нормативной технической документации и деловых процессов взаимодействия в реальном времени при управлении электроэнергетическими режимами.

5.4.1 Участие представителей ОАО «СО ЭЭС» в работе КОТК

Общие сведения об ЭЭС СНГ

Электроэнергетический Совет СНГ (ЭЭС СНГ) и его рабочий орган – Исполнительный комитет ЭЭС СНГ образованы в соответствии с Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств, подписанным главами правительств государств Содружества 14 февраля 1992 года.

В состав Электроэнергетического Совета СНГ входят первые руководители органов управления электроэнергетикой государств – членов Совета: Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Туркменистана, Республики Узбекистан, Украины и назначаемый Советом Председатель Исполнительного комитета.

Одна из основных целей деятельности Электроэнергетического Совета заключается в создании отношений партнерства и сотрудничества между государствами Содружества в области электроэнергетики.

Общие сведения о КОТК

Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) – рабочий орган, образованный решением Электроэнергетического Совета СНГ от 23.10.1993 (протокол № 6). Работа Комиссии восстановлена и подтверждена решениями заседаний ЭЭС СНГ от 27.06. 2003 (протокол № 23) и от 10.10.2003 № 24.

Членами КОТК являются уполномоченные представители энергокомпаний стран СНГ и Балтии, осуществляющих эксплуатацию национальных

электрических сетей и/или оперативно-диспетчерское управление энергосистемами. В состав КОТК входят представители Российской Федерации, Азербайджана, Армении, Беларуси, Грузии, Казахстана, Молдовы, Таджикистана, Туркменистана, Узбекистана, Кыргызской Республики, Украины.

Представители других стран, энергосистемы которых работают совместно с энергосистемами стран СНГ и Балтии, могут быть приглашены участвовать в работе КОТК в качестве наблюдателей. Кроме того, на заседаниях КОТК имеют право присутствовать приглашенные КОТК или ЭЭС СНГ представители оперативно-диспетчерских органов энергосистем третьих стран или их межгосударственных диспетчерских управлений.

КОТК возглавляет Председатель, назначаемый ЭЭС СНГ сроком на 2 (Два) года из числа полномочных представителей энергосистем стран-членов КОТК по предложению членов КОТК или руководителей энергетики стран-членов КОТК. С 2004 года КОТК возглавляет Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» Борис Ильич Аюев.

Основная цель КОТК заключается в координации действий энергокомпаний по обеспечению надежной совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, а также энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами других стран.

Основными задачами КОТК являются согласование принципов управления режимами совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, организация разработки технических документов, регламентирующих совместную работу энергосистем, анализ оперативно-технологического управления, в том числе системной противоаварийной автоматики и релейной защиты в объединении энергосистем с разработкой соответствующих рекомендаций, координация взаимодействия энергосистем стран СНГ и Балтии с энергосистемами других стран при осуществлении совместной работы.

Разработанные и согласованные в рамках КОТК документы представляются для утверждения Электроэнергетическому Совету СНГ.

Для выполнения возложенных функций в составе КОТК функционируют постоянные рабочие группы (РГ):

- РГ «Регулирование частоты и мощности»;
- РГ «Устойчивость энергосистем»;
- РГ «Противоаварийное управление»;
- РГ «Планирование и управление».

Итоги работы в 2006÷2010 годах

В период с 2006 года по 2010 год проведено 21 заседание КОТК, в которых активное участие принимали представители всех стран-членов Содружества, в том числе специалисты ОАО «СО ЕЭС».

В рамках рабочих групп разработан и впоследствии утвержден Электроэнергетическим Советом СНГ ряд документов, регламентирующих основы

взаимоотношений при организации параллельной работы энергосистем стран-членов СНГ:

1) Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей автоматического регулирования частоты и перетоков, утверждена решением заседания ЭЭС СНГ в г. Астане от 13.10.2006 (протокол № 30);

2) Правила планирования графиков перетоков электроэнергии, утверждены решением заседания ЭЭС СНГ в г. Ереване от 29.05.2007 (протокол № 31);

3) Правила регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности, утверждены решением заседания ЭЭС СНГ в г. Ереване от 29.05.2007 (протокол № 31);

4) Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков, утверждены решением заседания ЭЭС СНГ в г. Душанбе от 12.10.2007 (протокол № 32);

5) Основные рекомендации по измерениям перетоков мощности, утверждены решением заседания ЭЭС СНГ в г. Минске от 24.10.2008 (протокол № 34);

6) Основные технические рекомендации к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности, утверждены решением заседания ЭЭС СНГ в г. Баку от 29.05.2009 (протокол № 35);

7) Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности, утверждена решением заседания ЭЭС СНГ в г. Баку от 29.05.2009 (протокол № 35);

8) Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС, утверждены решением заседания ЭЭС СНГ в г. Баку от 29.05.2009 (протокол № 35);

9) Положение о релейной защите и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов (АТ), утверждено решением заседания ЭЭС СНГ в г. Кишиневе от 24.10.2009 (протокол № 36);

10) Технические принципы распределения пропускной способности межгосударственных сечений для целей планирования межгосударственных перетоков и оперативного управления ими, утверждены решением заседания ЭЭС СНГ в г. Угличе от 28.05.2010 (протокол № 37);

11) Типовое положение об организации оперативно-диспетчерского управления режимами параллельно работающих энергосистем, утверждено решением заседания ЭЭС СНГ в г. Киеве от 15.10.2010 (протокол № 38);

12) Типовой регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем, утвержден решением заседания ЭЭС СНГ в г. Киеве от 15.10.2010 (протокол № 38);

13) Типовое соглашение об организации обмена технологической информацией, необходимой для управления режимами параллельно работаю-

щих энергосистем, утверждено решением заседания ЭЭС СНГ в г. Киеве от 15.10.2010 (протокол № 38).

Мероприятия на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года

План работы КОТК на 2010÷2012 годы утвержден решением заседания ЭЭС СНГ в г. Киеве от 15.10.2010 (протокол № 38)

Указанным планом на **2011 год** предусмотрена разработка следующих документов:

14) Методические указания по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии;

15) Определение критериев соответствия энергосистемы-участницы параллельной работы, ответственной за организацию общего вторичного регулирования в энергообъединении стран СНГ и Балтии и коррекции синхронного электрического времени;

16) Типовое соглашение об обмене информацией о технологических параметрах энергооборудования, оперативной отчетной и статистической типами информации;

17) Типовое соглашение о порядке и условиях безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы.

На 2012 год предусмотрена разработка следующего документа:

18) Технические требования к системе автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) в энергообъединении ЕЭС/ОЭС.

Кроме того, указанный План работы КОТК на 2010÷2012 годы предусматривает ежегодное определение и согласование следующих параметров регулирования частоты и перетоков для параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии:

– необходимое значение крутизны статической частотной характеристики (СЧХ);

– значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (для каждого района регулирования) для осуществления вторичного регулирования,

– требуемая точность и быстродействие поддержания заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока,

– величина аварийного расчетного небаланса мощности в энергообъединении и соответствующая величина резерва первичного регулирования, распределение величины резерва первичного регулирования частоты, определение величин необходимых вторичных резервов для энергосистем стран СНГ и Балтии.

Планы работы КОТК на 2013÷2016 годы и на последующую перспективу определяется дальнейшими решениями ЭЭС СНГ, принимаемыми в 2011÷2012 годах.

Финансирование мероприятий, связанных с участием в КОТК

Мероприятия по участию в КОТК финансируются за счет ОАО «СО ЕЭС» в части, связанной с подготовкой предложений ОАО «СО ЕЭС» по со-

вершенствованию документов, регламентирующих основы взаимоотношений при организации параллельной работы энергосистем стран-членов СНГ, и с организацией участия работников ОАО «СО ЕЭС» в рабочих группах КОТК.

Категорирование расходов осуществляется по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: фонд оплаты труда, юридические, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы.

Ориентировочная потребность в финансировании указанных расходов в 2011÷2016 годах по работам, курируемым Центром технологий параллельной работы (ЦТПР), директором по управлению развитием ЕЭС и Первым заместителем Председателя Правления, составляет без учета затрат на оплату труда (табл.28):

Таблица 28

ЦТПР	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)						
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы всего (без учета затрат на оплату труда работников)		7 250	7 975	8 773	9 650	10 615	11 680

5.4.2. Участие ОАО «СО ЕЭС» в соглашении БРЭЛЛ

Общие сведения о БРЭЛЛ

Соглашение о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы (БРЭЛЛ), подписанное 07 февраля 2001 года, устанавливает общие принципы организации совместной работы энергосистем этих стран. Стороны Соглашения осуществляют параллельную работу энергосистем по электрическим сетям 330, 500 и 750 кВ Беларуси, Эстонии, Латвии, Литвы, России, образующих кольцо электрической сети ОЭС Балтии – ОЭС Беларуси – ЕЭС России (далее – Электрическое Кольцо БРЭЛЛ). Стороны руководствуются едиными критериями и принципами по обеспечению устойчивости параллельной работы энергосистем Электрического Кольца БРЭЛЛ.

Для осуществления надежной параллельной работы энергосистем Стороны обеспечивают постоянное оперативно-диспетчерское управление, которое осуществляется ГПО «Белэнерго (Беларусь)», ОАО «СО ЕЭС» (Россия), Elering OÜ (Эстония), AS «Augstsprieguma tīkls» (Латвия) и «LITGRID» AB (Литва).

Энергосистемы Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы работают с единой частотой, которая поддерживается согласованными действиями всех Сторон. При этом ОАО «СО ЕЭС» осуществляет регулирование частоты, а ГПО «Белэнерго», Elering OÜ, АО «Augstsprieguma tīkls» и «LITGRID» AB обеспечивают поддержание согласованных сальдо-перетоков мощности. Для предотвращения нарушения устойчивого режима работы энергосистем Сторон в Электрическом Кольце БРЭЛЛ Стороны поддерживают взаимно согласованный оперативный резерв мощности.

Стороны обмениваются оперативно-технической информацией и телеинформацией, необходимой для оперативного планирования, контроля и ведения надежного режима электрической сети Электрического Кольца БРЭЛЛ.

Высшим органом управления БРЭЛЛ является Встреча руководителей Сторон Соглашения. На встречах принимаются принципиальные решения по стратегическим вопросам управления работой Электрического Кольца БРЭЛЛ и совершенствования параллельной работы энергосистем, утверждаются нормативно-технические документы. Стороны проводят встречи на высшем уровне руководства Сторон один раз в год.

Для реализации взаимодействия, разработки и согласования документов, определяющих условия параллельной работы энергосистем Сторон, создан постоянно действующий Комитет, который действует на основании Положения, утвержденного Сторонами.

Для решения организационных вопросов деятельности Комитета Стороны на основе принципа ротации формируют Секретариат, функции которого выполняются Сторонами поочередно. В 2009 году функции Секретариата Комитета БРЭЛЛ выполняло ОАО «СО ЕЭС». С 2010 года функции Секретариата Комитета выполняет латвийский системный оператор AS «Augstsprieguma tīkls».

Для выполнения конкретных задач, поставленных решениями Комитета и/или поручениями Встреч руководителей Сторон, в настоящее время функционируют три рабочие группы (РГ):

- РГ по планированию и оперативному управлению;
- РГ по перспективному развитию энергосистем;
- РГ по информационным технологиям и телекоммуникациям.

Итоги работы в 2006÷2010 годах

За период 2006÷2010 годы рабочими группами разработаны и в дальнейшем утверждены на Встречах руководителей Сторон следующие нормативно-технические документы:

- 1) Соглашение об охране конфиденциальной информации;
- 2) Положение по планированию обменов электрической энергией и мощностью в Электрическом Кольце БРЭЛЛ;
- 3) Регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели энергосистем БРЭЛЛ;
- 4) Положение по информационному обмену между диспетчерскими центрами в Электрическом Кольце БРЭЛЛ;
- 5) Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в Электрическом Кольце БРЭЛЛ;
- 6) Инструкция по выделению энергосистем Балтии и энергосистемы Калининградской области на изолированную работу от ЕЭС России и ОЭС Беларуси;
- 7) Инструкции по режимам параллельной работы энергосистем;
- 8) Соглашение о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных ВЛ электропередачи, связывающих энергосистемы Беларуси, России, Эстонии, Латвии, Литвы;
- 9) Методические указания по устойчивости Электрического Кольца БРЭЛЛ;
- 10) Соглашение о поддержании и использовании нормативного аварийного резерва мощности в Электрическом Кольце БРЭЛЛ.

Мероприятия на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года

В 2011 году планируется разработать и утвердить новую редакцию Положения по планированию обменов электроэнергией и мощностью в Электрическом Кольце БРЭЛЛ. При утверждении новой редакции Положения планируется определить функции и полномочия координатора планирования, порядок внутрисуточной актуализации и порядок применения информационного и индикативного расчетов режимов.

Графиком проведения заседаний и встреч БРЭЛЛ на 2011 год предусмотрено проведение 19-го заседания Комитета энергосистем БРЭЛЛ в г. Минске (март – апрель 2011), Встречи руководителей Сторон Соглашения в г. Риге (апрель – май 2011), заседания РГ по планированию и оперативному управлению в г. Вильнюсе (май – июнь 2011), заседание РГ по перспективному развитию энергосистем в г. Таллинне (сентябрь 2011).

Перспективные планы мероприятий и работ БРЭЛЛ определяются на ежегодной основе в рамках Встречи руководителей Сторон Соглашения.

Финансирование мероприятий, связанных с работой БРЭЛЛ

Мероприятия, связанные с работой БРЭЛЛ, финансируются за счет ОАО «СО ЕЭС» в части, связанной с участием представителей ОАО «СО ЕЭС» в рабочих группах и подготовкой предложений ОАО «СО ЕЭС» по совершенствованию взаимодействия Сторон при осуществлении постоянного оперативно-диспетчерского управления.

Категорирование расходов осуществляется по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: фонд оплаты труда, юридические, информационные, технический консалтинг, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы.

Ориентировочная потребность в финансировании указанных расходов в 2011÷2016 годах по работам, курируемым Центром технологий параллельной работы (ЦТПР), директором по управлению развитием ЕЭС и Первым заместителем Председателя Правления, составляет без учета затрат на оплату труда (табл.29):

Таблица 29

ЦТПР	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы всего (без учета затрат на оплату труда работников)	2 800	3 024	3 266	7 680	3 809	4 114

5.4.3. Иные мероприятия по повышению надежности параллельной работы ЕЭС России и энергосистем сопредельных государств

В целях повышения надежности параллельной работы ЕЭС России и энергосистем сопредельных государств ОАО «СО ЕЭС», наряду с организацией деятельности КОТК и участием в соглашении БРЭЛЛ:

проводит международные межсистемные противоаварийные тренировки;

обеспечивает разработку и утверждение документов, устанавливающих порядок взаимодействия диспетчерских центров при осуществлении оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем;

совершенствует формы и методы взаимодействия диспетчерских центров в процессе непосредственного (фактического) осуществления оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем.

Международные межсистемные противоаварийные тренировки

В 2010 году проведены две международные межсистемные противоаварийные тренировки с участием персонала энергосистем стран Балтии и Беларуси на базе ЦТПП исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и с участием персонала НЭК «Укрэнерго» на базе ЦТПП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

В 2011÷2016 годах и до 2020 года планируется продолжить практику проведения таких тренировок.

Разработка и утверждение документов, устанавливающих порядок взаимодействия диспетчерских центров при осуществлении оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем

В 2011÷2013 годах планируется разработка и утверждение следующих документов, устанавливающих порядок взаимодействия диспетчерских центров при осуществлении оперативно-диспетчерского управления параллельной работой:

1) Положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ОЭС Беларуси, ЕЭС России и ОЭС Украины, включающего порядок взаимодействия при оказании аварийной помощи, перечень объектов диспетчеризации, порядок отдачи и регистрации диспетчерских команд, формы диспетчерских заявок;

2) Положение по планированию режимов параллельной работы ОЭС Беларуси, ЕЭС России и ОЭС Украины, определяющее функции и полномочия координатора планирования, порядок внутрисуточного планирования и включающего регламент формирования и актуализации расчетной модели;

3) Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем Беларуси, России и Украины, регламентирующая порядок взаимодействия диспетчерских центров в случаях отклонения частоты и уровней напряжения от допустимых значений, перегрузки контролируемых сечений и линий электропередачи,

качания активной мощности по межсистемным связям, выделения части, одной или нескольких энергосистем на несинхронную работу;

4) Соглашение об организации информационного обмена между ОАО «СО ЕЭС», РУП «ОДУ» и НЭК «Укрэнерго», устанавливающее обязательства сторон по организации цифровых каналов связи с последующим принятием согласованного решения о сохранении или выводе из работы существующих аналоговых каналов;

5) Положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, включающее порядок взаимодействия при оказании аварийной помощи, перечень объектов диспетчеризации, порядок отдачи и регистрации диспетчерских команд, формы диспетчерских заявок;

6) Положение по планированию режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, определяющее функции и полномочия координатора планирования, порядок внутрисуточного планирования и включающее регламент формирования и актуализации расчетной модели.

Ориентировочная потребность в финансировании услуг технического консалтинга, консультационных и иных услуг, прочих расходов в 2011÷2016 годах по указанным работам, курируемым Центром технологий параллельной работы (ЦТПР), директором по управлению развитием ЕЭС и Первым заместителем Председателя Правления, составляет без учета затрат на оплату труда (табл.30):

Таблица 30

ЦТПР	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы всего (без учета затрат на оплату труда работников)	3 800	4 024	4 266	7 680	4 809	5 114

Совершенствование форм и методов взаимодействия диспетчерских центров в процессе непосредственного (фактического) осуществления оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем

В марте 2011 года ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и ООО «Грузинская государственная электросистема» (ООО «ГГЭ») подписали договор о параллельной работе электроэнергетических систем России и Грузии. Договор подписан во исполнение Меморандума о взаимопонимании между Минэнерго России и Минэнерго Грузии о мерах по обеспечению параллельной работы ЕЭС России и энергетической системы Грузии от 01.03.2011. Договор заключен с целью повышения надежности и экономичности электроснабжения потребителей двух стран и использования преимуществ параллельной работы. Ранее параллельная работа энергосистем России и Грузии регулировалась договором от 2000 года, который после подписания нового документа утратил силу.

Среди основных обязанностей ОАО «СО ЕЭС» и ООО «ГГЭ» – планирование режимов параллельной работы национальных энергосистем и поддержание частоты переменного тока в допустимых значениях, регулирование сальдо перетоков электроэнергии и мощности, координация действий по предотвращению и ликвидации технологических нарушений. Договор также предусматривает осуществление обмена технологической информацией, необходимой для организации и осуществления параллельной работы энергосистем России и Грузии, а также обязанность взаимного информирования о намечаемых мероприятиях по техническому перевооружению и реконструкции энергообъектов, влияющих на параллельную работу энергосистем.

Переток мощности между ЕЭС России и энергосистемой Грузии осуществляется по линиям электропередачи класса напряжения 220 кВ и 500 кВ. Параллельная работа энергосистем двух государств позволяет достичь ряда преимуществ среди которых оказание взаимопомощи в аварийных и ремонтных режимах, восполнение дефицита электроэнергии в грузинской энергосистеме в условиях осенне-зимнего периода, выдача мощности Ингури ГЭС во время паводка.

В 2011÷2013 годах планируется отработка деловых процессов взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ООО «ГГЭ» на основе достигнутого соглашения.

§ 6. Развитие системы контроля качества (технического контроля)

6.1. Общие сведения о системе технического контроллинга ОАО «СО ЕЭС»

В ОАО «СО ЕЭС» создана и функционирует эффективная система технического контроллинга, включающая технический аудит, технический контроль и деятельность по анализу нештатных ситуаций в ЕЭС России.

В рамках деятельности по техническому аудиту осуществляются:

мониторинг исполнения в производственно-технологической деятельности ОАО «СО ЕЭС» требований технического регулирования, контроль соблюдения диспетчерскими центрами Общества нормативных правовых актов и локальных документов Общества, устанавливающих требования к надежному и безопасному функционированию ЕЭС России, внутренняя проверка и оценка готовности диспетчерских центров к работе в условиях максимальных нагрузок в соответствии со стандартами и иными локальными нормативными актами ОАО «СО ЕЭС»;

организация проведения внутренних расследований причин возникновения нарушений в деятельности диспетчерских центров Общества, анализ недостатков и координация разработки противоаварийных мероприятий по повышению качества выполнения функций оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России;

контроль организации эксплуатации технологических систем диспетчерских центров;

координация подготовки и контроль выполнения субъектами электроэнергетики противоаварийных мероприятий, обеспечивающих надежное функционирование ЕЭС России, анализ и организация противоаварийной работы.

В рамках деятельности по техническому контролю осуществляются:

– контроль соблюдения субъектами электроэнергетики и потребителями электроэнергии требований нормативных правовых актов и иных нормативных документов по надежному и безопасному функционированию ЕЭС России;

– организация и проведение совместно с Ростехнадзором проверок соблюдения субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии обязательных требований по обеспечению надежности и безопасности функционирования ЕЭС России;

– анализ аварийности и расследование причин аварий в электроэнергетике, влияющих на надежность функционирования ЕЭС России, в том числе организация функционирования и совершенствование единого специализированного программного комплекса учета и анализа аварийности в электроэнергетике;

- мониторинг надежности ЕЭС России, подготовка оперативной информации о работе ЕЭС России, организация и подготовка годовых технических отчетов Общества и отчета о функционировании ЕЭС России;
- контроль реализации инвестиционных проектов строительства (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики, отобранных по результатам торговли мощностью;
- проверка выполнения согласованных с Обществом технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям новых и реконструируемых объектов электроэнергетики.

Деятельность по анализу нештатных ситуаций в ЕЭС России осуществляется через Ситуационно-аналитический центр (САЦ) ОАО «СО ЕЭС», к задачам которого относятся:

- мониторинг, ситуационная оценка рисков и информационное обеспечение Минэнерго России и иных ведомств и организаций отрасли электроэнергетики оперативными сведениями об авариях и нештатных ситуациях, связанных с функционированием ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, нарушениях электро- и теплоснабжения и внешних факторах, влияющих на надежность работы объектов электроэнергетики;
- мониторинг топливообеспечения на тепловых электростанциях;
- создание и развитие системы ситуационного анализа причин, последствий и хода аварийно-восстановительных работ по ликвидации рисков нарушения функционирования энергосистем и фактов массового прекращения электроснабжения потребителей.

В 2011÷2016 годах система контроля качества ОАО «СО ЕЭС» совершенствуется по всем направлениям технического контроллинга. Инновационный характер имеют следующие работы и мероприятия:

- 1) совершенствование деятельности по анализу причин и систематизации информации об авариях в электроэнергетике Российской Федерации;
- 2) автоматизация процесса сбора и обработки информации о топливообеспечении электростанций.

6.2. Совершенствование деятельности по анализу причин и систематизации информации об авариях в электроэнергетике России

Описание процесса и его значение

Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 (далее – Правила расследования причин аварий) определено, что ОАО «СО ЕЭС» осуществляет систематизацию информации об авариях в электроэнергетике путем ведения базы данных об авариях отдельно в отношении генерирующих компаний, сетевых организаций и потребителей электрической энергии.

В соответствии с Правилами расследования причин аварий ОАО «СО ЕЭС» осуществляет:

1) ведение базы данных по аварийности на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, а также результатам расследования причин аварий. Систематизации в базе данных об авариях подлежат:

- материалы расследования причин аварий, включая акты расследования;
- ежемесячные отчеты об авариях, представляемые субъектами электроэнергетики;

2) анализ причин аварий на объектах электроэнергетики, энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с подготовкой информационных и аналитических материалов;

3) разработку противоаварийных мероприятий по повышению надежности и безопасности функционирования ЕЭС России и взаимодействие с субъектами электроэнергетики и потребителями электроэнергии по их реализации;

4) анализ выполнения субъектами электроэнергетики противоаварийных мероприятий, в том числе мероприятий, предусмотренных актами расследования причин аварий в электроэнергетике.

В соответствии с указанным постановлением Правительства Российской Федерации изданы приказы Минэнерго России от 02.03.2010 № 90, от 02.03.2010 № 91 и от 02.03.2010 № 92, которыми определены:

- порядок передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике;
- форма Акта расследования причин аварий в электроэнергетике и порядок ее заполнения;
- форма отчета об авариях в электроэнергетике и порядок ее заполнения.

Основными задачами совершенствования работы по анализу причин и систематизации информации об авариях в электроэнергетике Российской Федерации на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года являются:

практическая отработка и внедрение деловых процессов сбора, обработки, хранения информации об аварийности в электроэнергетике, соответствующих новым требованиям согласно нормативным правовым актам, принятыми в 2009÷2010 годах, совершенствование форм и методов этой работы;

создание единого специализированного программного комплекса учета и анализа причин аварийности в электроэнергетике ПК «База аварийности в электроэнергетике», предназначенного для установки и использования в ОАО «СО ЕЭС», и входящего в его состав программного обеспечения АРМ «База аварийности», предназначенного для установки и использования в организациях электроэнергетики, позволяющих:

- оформление результатов расследования причин в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и распорядительных документов Минэнерго России;
- импорт-экспорт оформленных результатов расследования причин аварий из АРМ «База аварийности» энергообъектов и организаций в ПК «База аварийности в электроэнергетике»;
- формирование периодических отчетов в соответствии с требованиями распорядительных документов Минэнерго России;
- формирование настраиваемых аналитических отчетов.

В 2011 году завершаются работы, начатые в 2010 году, по созданию и внедрению ПК «База аварийности в электроэнергетике», в том числе в части модулей для формирования аналитических отчетов. В 2012 году планируется доработка комплекса в части контроля выполнения противоаварийных мероприятий.

После 2012 года должно быть обеспечено техническое сопровождение ПО со стороны разработчика для учета в ПО возможных изменений нормативных правовых актов и отраслевых распорядительных документов, локализации и исправления возможных сбоев и ошибок, связанных, в том числе, с обновлениями системного ПО.

Финансирование мероприятий и работ по анализу причин и систематизации информации об авариях в электроэнергетике Российской Федерации

Финансирование мероприятий по совершенствованию материально-технической базы, обеспечивающей анализ причин и систематизацию информации об авариях в электроэнергетике Российской Федерации, производится в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2012 годах мероприятий и работ по анализу причин и систематизации информации об авариях в электроэнергетике Российской Федерации, курируемых Департа-

ментом технического контроля, Директором по техническому контроллингу и Первым заместителем Председателя Правления, составляет (табл.31):

Таблица 31

ДТК						
Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Анализ причин и систематизация информации об авариях в электроэнергетике Российской Федерации, в том числе:						
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)					
В составе проекта 1.5. работы по созданию (модификации) программного комплекса «База аварийности в электроэнергетике»	3 500	5 000	-	-	-	-
	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
Технический консалтинг, консультационные услуги и прочие операционные расходы, связанные с деятельностью по анализу причин и систематизации информации об авариях в электроэнергетике	2 300	2 300	2 300	2 300	2 300	2 300

6.3. Совершенствование инструментария для идентификации и оценки обстоятельств, создающих риски нарушения электроснабжения в операционных зонах диспетчерских центров Системного оператора

Описание деятельности и ее значение

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 86 «О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения» при высших органах исполнительной власти субъектов Российской Федерации созданы штабы, являющиеся постоянно действующими коллегиальными координационными органами, функционирующими в целях:

а) предотвращения нарушения электроснабжения по причинам, не зависящим от действий субъектов электроэнергетики и вызванным в том числе опасными природными явлениями и иными чрезвычайными ситуациями;

б) организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии при возникновении или угрозе возникновения нарушения электроснабжения;

в) организации ликвидации последствий нарушения электроснабжения.

В состав штаба включаются уполномоченные представители территориальных органов МЧС России, Росимущества, Ростехнадзора, исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченных на осуществление функций в области топлива и энергетики, а также жилищно-коммунального хозяйства, а также организаций электроэнергетики – ОАО «СО ЕЭС», гарантирующих поставщиков, ОАО «ФСК ЕЭС» и (или) ОАО «Холдинг МРСК», производителей электрической энергии, газоснабжающих организаций, осуществляющих деятельность на территории соответствующего субъекта Российской Федерации.

Системный оператор (ОАО «СО ЕЭС») по согласованию с указанными штабами принимает ответственные решения по предотвращению нарушения электроснабжения, ликвидацию его последствий. Перечень таких решений установлен пунктом 47.3 Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854. К ним относятся решения:

о запрете на проведение всех видов ремонта объектов электроэнергетики, за исключением случаев, когда такие виды ремонта вызваны необходимостью предотвращения аварийных ситуаций на генерирующих установках и других негативных последствий, способных привести к нарушению пределов их безопасной эксплуатации, и энергетических установок потребителей электрической энергии;

об экстренном введении в работу находящихся в плановом ремонте объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии, а также отдельного оборудования объектов электроэнергетики;

об использовании перегрузочной способности линий электропередачи и оборудования на основании сведений о значениях, характеризующих текущую перегрузочную способность линий электропередачи и оборудования, а при отсутствии таких сведений - в пределах, установленных нормативными и техническими требованиями к оборудованию;

о применении ограничений или временных отключений электроснабжения потребителей электрической энергии в объемах, установленных решениями штаба по обеспечению безопасности электроснабжения и превышающих объемы, предусмотренные графиками аварийного ограничения режима потребления электрической энергии.

Указанные решения принимаются при угрозе нарушения электроснабжения или возникновения аварийного электроэнергетического режима. Угроза нарушения электроснабжения (режим с высокими рисками нарушения электроснабжения) или возникновение аварийного электроэнергетического режима определяются Системным оператором.

Таким образом, исходными условиями для начала оперативных действий штабов по обеспечению безопасности электроснабжения являются, в том числе, действия Системного оператора:

по идентификации и оценке обстоятельств, создающих риски нарушения электроснабжения, в соответствии с пунктом 47.2 Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854;

по принятию решения о введении РВР (режима с высокими рисками нарушения электроснабжения).

Соответственно, Системный оператор в своей деятельности должен обеспечить, чтобы идентификация и оценка обстоятельств, создающих риски нарушения электроснабжения, были надлежащими, и принимаемые решения о введении РВР – обоснованными.

Итоги работы в 2008÷2010 годах

В период 2008÷2009 годов в соответствии с Правилами создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 86, создана сеть региональных штабов по обеспечению безопасности электроснабжения. При их создании со стороны ОАО «СО ЕЭС»:

организовано соответствующее взаимодействие с высшими органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациями – субъектами электроэнергетики;

обеспечено включение представителей Системного оператора в составы создаваемых штабов;

выстроены внутренние деловые процессы для реализации полномочий и выполнения обязанностей, связанных с деятельностью штабов, в том числе создан Ситуационно-аналитический центр (САЦ) ОАО «СО ЕЭС».

Направления и задачи совершенствования работы в 2011÷2015 годах

Наряду с организационными мерами и совершенствованием деловых процессов, связанных с участием в региональных штабах по обеспечению безопасности электроснабжения, в 2011÷2013 годах необходимо совершенствование инструментария, используемого Системным оператором при идентификации и оценке обстоятельств, создающих риски нарушения электроснабжения. Важной задачей рассматривается создание системы отображения в реальном времени погодных явлений в операционных зонах диспетчерских центров – филиалов ОАО «СО ЕЭС».

В перечне обстоятельств, являющихся основанием введения РВР согласно пункту 47.2 Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, можно выделить группу, связанную с воздействием неблагоприятных факторов окружающей среды:

- прекращение или наличие угрозы прекращения обеспечения гидро-ресурсами электростанций суммарной располагаемой мощностью свыше 10 % всей располагаемой мощности электростанций в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра;
- температура окружающего воздуха, выходящая за границы расчетных климатических условий для данного региона;
- прогнозируемое наступление таких неблагоприятных природных явлений, которые могут привести к массовому отключению электросетевого оборудования, как массовые грозовые явления, обильные ливневые дожди, ураганный ветер, обильные снегопады, сопровождающиеся интенсивным налипанием снега на провода, грозозащитные тросы, опоры воздушных линий электропередачи и на оборудование объектов электроэнергетики, гололедообразование на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи, а также резкие изменения метеорологических условий;
- угроза наводнения с подтоплением электрических подстанций, относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- возникновение или угроза возникновения чрезвычайных ситуаций природного и (или) техногенного характера;
- угроза иных стихийных бедствий.

В настоящее время в филиалах ОАО «СО ЕЭС» уровня ОДУ и РДУ заключены договоры с местными отделениями Гидрометцентра России. Информация в диспетчерские центры передается 1 (Один) раз в сутки и в случае необходимости (штормовое или грозовое предупреждение, гололедообразование на проводах, мокрый снег, резкое похолодание и т.п.). При этом, как правило, информация приходит с задержкой, требует преобразования в форматы для расчета режимов и используется при оперативном планировании недельных режимов.

Вместе с тем использование информации о неблагоприятных погодных условиях необходимо и при ведении электроэнергетического режима в реальном времени, так как резкие изменения метеорологической обстановки повышают вероятность возникновения аварийных и нештатных ситуаций на

объектах электроэнергетики и, как следствие, усложняют электроэнергетический режим ЕЭС России.

Создание и внедрение автоматизированной системы отображения погоды в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» в реальном времени позволит оперативным дежурным САЦ своевременно оповещать диспетчерский персонал и руководство Общества о возникающих рисках, существенно повысить качество прогнозирования неблагоприятных погодных явлений и, как следствие, снижать вероятность аварий и иных нестандартных ситуаций в ЕЭС России.

Разработка, внедрение и осуществление опытной эксплуатации программного комплекса «Автоматизированная система отображения погоды в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» в реальном времени» осуществляются в 2013÷2014 годах. В 2015 году планируется ввод в промышленную эксплуатацию, в 2016÷2020 годах – техническое сопровождение и необходимые модификации программного комплекса.

Ориентировочная потребность инвестиционного финансирования в 2011÷2016 годах соответствующих мероприятий и работ, курируемых Отделом анализа нестандартных ситуаций в электроэнергетике – Ситуационно-аналитическим центром, директором по техническому контроллингу и Первым заместителем Председателя Правления, составляет (табл.32):

Таблица 32

САЦ						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)					
Проект 1.5. ««Проектные работы, программные и технические комплексы мониторинга, технического контроля и анализа готовности диспетчерских центров и объектов электроэнергетики к обеспечению надежного функционирования энергосистемы»						
Создание и внедрение (модификация) автоматизированной системы отображения погоды в операционных зонах филиалов ОАО «СО ЕЭС» в реальном времени	-	-	-	6 000	4 000	-

6.4. Автоматизация процесса сбора и обработки информации о топливо-обеспечении электростанций

Нормативная база, описание процесса и его значение

Приказами Минэнерго России от 07.08.2008 № 20 «Об утверждении перечня представляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» (в редакции приказа Минэнерго России от 09.12.2008 № 256) и от 02.03.2010 № 91 «Об утверждении порядка передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике» определен состав получаемой ОАО «СО ЕЭС» информации о топливообеспечении тепловых электростанций.

Инструкцией об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных, утвержденной приказом Минэнерго России от 04.09.2008 № 66, устанавливается согласование субъектами оперативно-диспетчерского управления расчетов неснижаемых нормативных запасов топлива (ННЗТ) тепловых электростанций организаций электроэнергетики.

Таким образом, нормативными актами определена необходимость для ОАО «СО ЕЭС» получения и использования при осуществлении оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России информации о топливообеспечении тепловых электростанций.

В рамках выполнения функции мониторинга топливообеспечения тепловых электростанций ОАО «СО ЕЭС» обеспечивает:

- ежедневный (по рабочим дням) сбор информации о топливообеспечении электростанций;
- проведение анализа оперативной информации в части выполнения электростанциями установленных нормативов создания запасов топлива, наличия запасов топлива ниже недельного расхода, обеспеченности поставок газа, твердого и жидкого топлива, динамики расхода топлива и др.;
- выявление электростанций с критическим уровнем запаса топлива.

Результаты мониторинга топливообеспечения тепловых электростанций ОАО «СО ЕЭС» использует при планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистем, взаимодействии с субъектами электроэнергетики, Минэнерго России и штабами по обеспечению безопасности электроснабжения по вопросам обеспечения и восстановления запасов топлива на электростанциях, а также при согласовании расчетов ННЗТ тепловых электростанций, находящихся в операционной зоне диспетчерского центра.

Итоги работы в 2006÷2010 годах

В системе оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике сбор и обработка информации о топливообеспечении электростанций осуществляется с конца 1970-х годов.

В настоящее время сбор информации по топливообеспечению электростанций осуществляется с использованием текстовых макетов информации в формате ASCII (макет 001 «Приход, расход и запасы топлива»). С момента своего создания (с конца 1970-х годов) указанная информационная технология практически не менялась, морально устарела и не отвечает современным требованиям в части сбора и обработки информации, быстродействия, надежности и безопасности. Унифицированное программное обеспечение для обработки информации о топливообеспечении электростанций на всех уровнях управления ОАО «СО ЕЭС» отсутствует.

Приказом ОАО «СО ЕЭС» от 21.08.2008 № 296 «Об организации в ОАО «СО ЕЭС» системы сбора и обработки информации о топливообеспечении электростанций» предусмотрено создание автоматизированной системы сбора и обработки информации, способной комплексно и оперативно в автоматизированном режиме решать необходимые задачи с функционалом для проведения анализа состояния запасов топлива и использованием корпоративных средств гарантированной доставки информации на основе корпоративной интеграционно-транспортной системы (КИТС).

Создание автоматизированной системы мониторинга топливообеспечения электростанций с использованием КИТС позволит заменить устаревшие технологии сбора и обработки информации и создать унифицированное программное обеспечение для использования в исполнительном аппарате и филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ.

Направления и задачи совершенствования деятельности в 2011÷2012 годах

Направлениями деятельности на 2011÷2012 годы:

ведение ежедневного мониторинга топливообеспечения тепловых электростанций;

ведение анализа состояния и причин изменения запасов топлива для планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистем и разработка предложений по обеспечению и восстановлению запасов топлива на электростанциях;

создание «Автоматизированной системы оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций» в соответствии с приказом ОАО «СО ЕЭС» от 21.08.2008 № 296 «Об организации в ОАО «СО ЕЭС» системы сбора и обработки информации о топливообеспечении электростанций».

Основными эффектами разработки, внедрения и поддержания в актуальном состоянии программного обеспечения «Автоматизированной системы оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций» являются существенное повышение качества взаимодействия диспетчерских центров при сборе, передаче и обработке информации, анализа состояния и причин

изменения запасов топлива, существенное снижение трудозатрат на выполнение функции формирования аналитических отчетов и справочной информации.

Создание «Автоматизированной системы оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций» планируется осуществить в 2011÷2012 годах путем разработки и внедрения программного обеспечения и базы данных в исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС», обеспечивающих:

- сбор ежесуточной информации о запасах, поступлении и расходах топлива на электростанциях по видам и маркам топлива;
- контроль полноты и качества поступающей информации;
- ввод нормативно-справочной информации;
- формирование сводно-аналитических форм и справок по топливообеспечению электростанций.
- подготовку, сбор, контроль и передачу информации о запасах, поступлении и расходах топлива на электростанциях операционной зоны ДЦ;
- формирование сводно-аналитических форм и справок по топливообеспечению электростанций.

Ориентировочная потребность инвестиционного финансирования в 2011÷2012 годах соответствующих мероприятий и работ, курируемых Департаментом технического аудита, директором по техническому контроллингу и Первым заместителем Председателя Правления, составляет (табл.33):

Таблица 33

ДТА							
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)							
Создание (модификация) ПО и базы «Автоматизированная система оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций», включая обработку отчетов по объектам генерации о текущем состоянии топливообеспечения (Этапы 1, 2)		4 000	3 500	-	-	-	-

§ 7. Инновации в информационных технологиях (ИТ)

Применение в производственно-технологической деятельности ОАО «СО ЕЭС» новейших достижений мировой науки и практики в сфере информационных технологий является важным фактором, обеспечивающим инновационное развитие технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

В состав средств, компетенций и деятельности по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими входят следующие элементы, относящиеся непосредственно к информационным технологиям:

- системы сбора и передачи информации (ССПИ), SCADA, MMS, EMS (включая ОИК – единый оперативный информационный комплекс оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчетными системами принятия решений) и средства поддержания рынка электроэнергии в режиме реального времени (включая ПО формирования суточных и долгосрочных диспетчерских планов-графиков, оценки состояния сети, управления частотой, генерацией, др.);
- многопользовательские средства и системы отображения схем и актуальных параметров электроэнергетического режима операционных зон диспетчерских центров в реальном времени (диспетчерские щиты), создаваемые, как правило, на основе видеопроекторных кубов Varco.

Информационные технологии широко применяются в организации всей деятельности ОАО «СО ЕЭС». В первую очередь, это средства вычислительной техники и связи, к которым относятся:

- коммутационные средства автоматической телефонной связи, диспетчерско-технологической селекторной и видеоконференц-связи;
- мультиплексорное и иное оборудование цифровых каналов связи с субъектами электроэнергетики и «последних миль» до узлов доступа операторов связи;
- сети сбора и передачи телеинформации, Internet, локальные вычислительные сети (ЛВС) и структурированные кабельные сети (СКС) диспетчерских центров, измерительные комплексы, устройства и приборы для их обслуживания;
- серверное оборудование и средства хранения данных, ПЭВМ, рабочие станции, оргтехника и периферийное оборудование;
- программно-технические средства управления и оптимизации работы корпоративных ИТ-систем ОАО «СО ЕЭС».

Развитие и совершенствование информационных технологий в ОАО «СО ЕЭС» строится на принципах отбора и экономически обоснованного применения лучших отечественных и зарубежных технических решений, но-

вейших оборудования и приборов, технологий и продуктов, совместимых со средствами, компетенциями и деятельностью по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими.

Новые возможности применения передовых отечественных и зарубежных достижений в областях вычислительной техники и связи, в свою очередь, создают условия и открывают перспективы для инновационного развития основной технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

К действующим и запланированным мероприятиям, направленным на развитие информационных технологий в текущей деятельности ОАО «СО ЕЭС» и обеспечивающим инновационное развитие технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, относятся:

- 1) реализация проекта SCADA/EMS;
- 2) модернизация комплекса ОИК СК-200х;
- 3) создание Единого территориально-распределенного корпоративного Центра обработки данных (ЕТРК ЦОД) ОАО «СО ЕЭС» на базе типовых модулей филиалов;
- 4) создание Системы мониторинга и управления корпоративными ИТ-инфраструктурой и ИТ-сервисами (ИТ-услугами);
- 5) развитие многопользовательских средств и систем отображения схем и актуальных параметров электроэнергетического режима операционных зон диспетчерских центров в реальном времени.

7.1. Реализация проекта SCADA/EMS

7.1.1. Описание проекта и итоги его реализации в 2006÷2010 годах

Одним из приоритетных направлений научно-технического прогресса в электроэнергетическом секторе является создание высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчетными системами принятия решений. Для создания программно-аппаратного комплекса, отвечающего требованиям этого направления, реализуется проект «SCADA/EMS Системного оператора».

Реализация проекта по созданию системы «SCADA/EMS Системного оператора» начата в 2003 году в соответствии с решением Совета директоров ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» от 19.11.2003 (протокол № 16). По итогам проведенного в 2004 году предварительного квалификационного отбора поставщиков из 6 претендентов допущены к тендеру ABB Inc. (США), AREVA (Франция), SIEMENS (Австрия). В соответствии с решением Совета директоров ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» от 08.12.2004 (протокол № 24) и Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 16.12.2004 (протокол № 182) подписано Кредитное соглашение от 17.12.2004 между ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» и банком ЕБРР (далее - ЕБРР) о финансировании проекта со следующими основными условиями кредитного соглашения:

- объем кредитования до 80 млн. евро (кредит «А» – до 60 млн. евро, кредит «В» – до 20 млн. евро);
- срок кредитования до 10 лет;
- процентная ставка: по кредиту «А» – 3,75 % + шестимесячная ставка «EURIBOR», по кредиту «В» – 3,25% + шестимесячная ставка «EURIBOR»;
- обеспечением по кредиту является уступка прав требований на получение денежных средств по договорам с рядом контрагентов ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС».

Федеральной службой по тарифам России письмом от 10.02.2006 № С/1-618/12 согласовано финансирование проекта SCADA/EMS за счет кредитных средств, с условием последующего включения расходов на погашение и обслуживание заемных средств в тарифную выручку ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС».

По итогам проведенного в 2006 году двухэтапного конкурса между ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» и Siemens AG заключен контракт от 27.07.2006 № Р-004586 на поставку и установку SCADA/EMS, с ценой 79 451 353 евро (без НДС). В рамках контракта с января 2007 г. проведено функциональное проектирование системы и разработана информационная модель ЕЭС России.

В декабре 2010 г. к контракту заключено дополнительное соглашение № 2 от 02.12.2010 на условиях согласно приложению 2 к протоколу заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 18.10.2010 № 95, и контракт с Siemens AG закрыт. Фактическая стоимость контракта составила 21,6 млн. евро. Переданы на баланс ОАО «СО ЕЭС» результаты работ «Функциональный дизайн

SCADA/EMS» стоимостью 9,4 млн.евро, и «Информационная модель объектов ЕЭС России, находящихся в оперативно- диспетчерском управлении Системного оператора – база данных на основе международных стандартов CIM (Common Information Model)», стоимостью 12,2 млн.евро. Возвращены авансы в общей сумме 62,8 млн.евро, в том числе 15,9 млн.евро по банковским гарантиям от Deutsche Bank AG и 46,9 млн.евро по дополнительному соглашению № 2 от Siemens AG. Возвращенные авансы направлены на досрочное погашение кредита Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР) по Кредитному соглашению от 17.12.2004. Таким образом, этапы реализации проекта с участием Siemens AG и финансированием за счет кредитных средств ЕБРР по Кредитному соглашению от 17.12.2004 завершены.

Функциональная блок-схема системы SCADA/EMS приведена на рис.7.

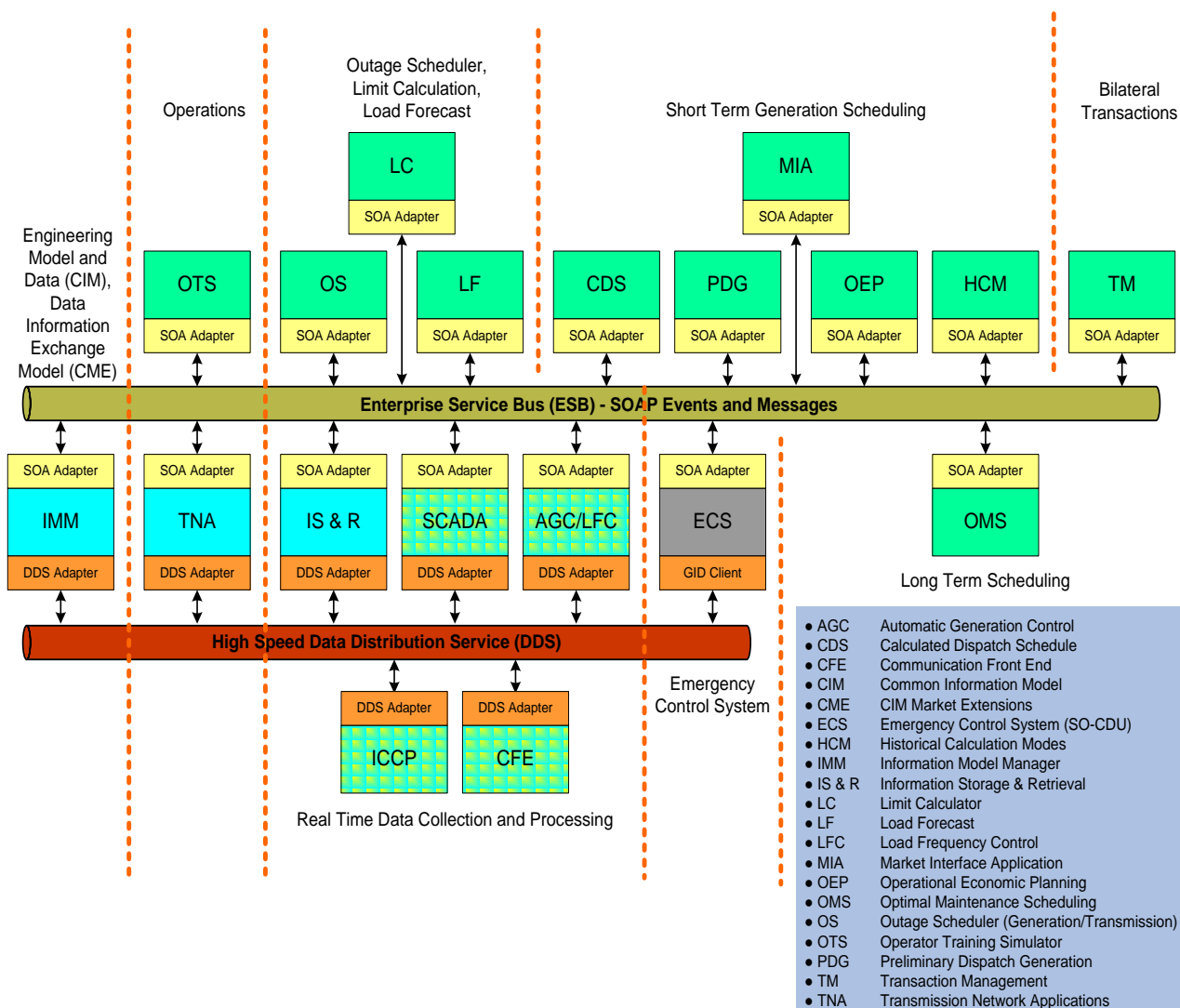


Рисунок 7. Функциональная блок-схема SCADA/EMS

Используемые термины и обозначения на рис.7:	
Engineering: Model and Data (CIM), Data Information Exchange Model (CME)	Проектирование: модель и данные (CIM-модель), модель обмена информацией о данных (CME - рыночные расширения CIM-модели)
Operations	Операции
Outage Scheduling, Limits Calculation, Load Fo	Планирование простоев, расчет ограниче-

casting	ний, прогнозирование нагрузки
Short Term Generation Scheduling	Составление краткосрочных графиков генерации
Bilateral Transactions	Двусторонние транзакции
SOA Adapter	SOA-адаптер
DDS Adapter	DDS-адаптер
High Speed Data Distribution Services (DDS)	Высокоскоростные службы распределения данных (DDS)
Long Term Scheduling	Составление долгосрочных графиков
Real-Time Data Collection and Processing	Сбор и обработка данных реального времени
SO-CDU UES principal configuration	Принципиальная схема СО-ЦДУ ЕЭС
CIS/CME components	Компоненты CIS/CME
AGC Automatic Generation Control	АУГ Автоматическое управление генерацией
CDS Calculated Dispatch Schedule	РДГ Расчетный диспетчерский график
CFE Communication Front End	CFE Сервер телемеханики
CIM Common Information Model	CIM CIM-модель
CME CIM Market Extensions	CME Рыночные расширения CIM-модели
HCM Historical Calculation Modes	HCM Режимы расчетов за прошедший период
IMM Information Model Manager	IMM Менеджер IMM
IS & R Information Storage & Retrieval	ХИД Хранение и извлечение данных
LC Limit Calculator	LC Расчёт ограничений
LF Load Forecast	LF Прогнозирование нагрузки
MIA Market Interface Applications	MIA Приложения рыночного интерфейса
OEP Operational Economic Planning	OEP Оперативное экономическое планирование
OMS Optimal Maintenance Scheduling	OMS Составление графика оптимального обслуживания
OS Generation/Transmission Outage Scheduling	OS Планировщик простоев оборудования генерации/передачи
OTS Operator Training Simulator	ДРТ Диспетчерский режимный тренажер
PDS Preliminary Dispatch Schedule	ПДГ Предварительный диспетчерский график
TM Transaction Management	TM Управление транзакциями
TNA Transmission Network Application	TNA Приложения сети электропередачи
TRM Transmission Resource Management	TRM Управление ресурсами передачи
Enterprise Service Bus (SOAP Events and Messages)	Корпоративная сервисная шина (события и сообщения протокола SOAP)
WAN	Корпоративная вычислительная сеть

В январе – апреле 2011 года выполнена подготовка к выбору нового подрядчика для продолжения работы по созданию системы «SCADA/EMS Системного оператора», как это предусмотрено п.2.3 протокола заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 18.10.2010 № 95.

При подготовке технических требований к контракту учтены новые требования к составу и результатам работ, отраженные в материалах заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 18.10.2010 (протокол № 95), на основе анализа достигнутого уровня современной технической оснащенности и возможностей Системного оператора сформулирован новый концептуальный подход к

созданию и внедрению системы SCADA/EMS/MMS. Определены параметры дальнейшего финансирования работ, обеспечивающие существенную экономию по полной сметной стоимости проекта, что позволяет изменить источник финансирования и завершить проект за счет собственных средств Общества (без привлечения кредитных ресурсов).

7.1.2. Технические параметры продолжения работ по проекту

Концептуальный подход к созданию и внедрению системы SCADA/EMS, определенный в 2003 году при инициации проекта и реализовывавшийся в 2006-2010 гг. в рамках контракта с Siemens AG, предусматривал замену используемых систем ОИК «СК-200Х» на вновь создаваемую систему SCADA/EMS только на двух верхних уровнях иерархии Системного оператора (в ЦДУ и 7 диспетчерских центрах ОДУ). Третий уровень иерархии диспетчерских центров – региональные диспетчерские управления (РДУ) не охватывался проектом. Предполагалось, что РДУ продолжают работать на унаследованных от АО-энерго программных продуктах и комплексах, а взаимодействие с ними новой SCADA/EMS будет организовано через специальные интерфейсы. До ввода новой SCADA/EMS разнородные комплексы РДУ должны были взаимодействовать с ОДУ и ЦДУ через интерфейсы типовых унифицированных комплексов ОИК СК-2003 (с 2007 года – ОИК СК-2007), которыми укомплектованы ОДУ и ЦДУ. Взаимодействие комплексов РДУ между собой не предусматривалось ввиду отсутствия единой платформы и организовывалось через ОДУ.

Такой подход соответствовал актуальным в 2003 году задачам: минимизация технологических рисков, связанных с изменением деловых процессов при передаче функций по оперативно-диспетчерскому управлению от АО-энерго к ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС»; обеспечение эффективного использования профильных активов, передававшихся от АО-энерго при формировании региональных диспетчерских центров Системного оператора; оптимизация издержек на техническое переоснащение в условиях выстраивания технологического взаимодействия на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России.

В материалах заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 18.10.2010 (протокол № 95) поставлены современные задачи, инновационный характер которых и масштаб влияния на проект требуют пересмотра подходов, принятых ранее. Для продолжения работ по проекту SCADA определено необходимым:

1) обеспечить учет максимального возможного количества состояний объектов диспетчеризации (включая параметры настройки режимной и противоаварийной автоматики) и процессов, протекающих в технических устройствах объектов диспетчеризации, с использованием Информационной модели ЕЭС России (СІМ – стандарт 61970 комитета IEC), разработанной Siemens AG;

2) предусмотреть охват всех уровней диспетчерского управления, включая уровень региональных диспетчерских управлений (РДУ);

3) исключить требования о разработке некоторых электроэнергетических, сетевых и рыночных приложений и программных модулей (EMS/MMS приложений), функциональность которых в значительной степени зависит от темпов и объемов развития и совершенствования нормативно-правовой базы;

- 4) взамен исключения указанных выше EMS/MMS – приложений:
 - предусмотреть технические требования к разработке таких приложений для обеспечения совместимости с информационной моделью энергосистемы (CIM), в том числе для проведения расчетов, моделирования схемно-режимных ситуаций, др.;
 - определить перечень приложений, которые могут быть разработаны в условиях динамики развития рыночных отношений в отрасли, изменений в нормативно-правовой базе, деловых процессах и взаимодействии субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии;
 - включить требования о разработке, установке и поставке определенного перечня приложений EMS/MMS в составе SCADA/EMS;
- 5) использовать функциональный дизайн, разработанный Siemens AG.

Постановка новой задачи, предусматривающей охват всех уровней диспетчерского управления, включая уровень РДУ, предполагает создание и внедрение единой системы SCADA/EMS/MMS в 66 диспетчерских центрах Системного оператора, в том числе 58 диспетчерских центрах уровня РДУ. Выполнение задачи такого масштаба стало возможным благодаря уровню современной технической оснащенности Системного оператора, достигнутому за последние годы в результате последовательной реализации технической политики и сделанных инвестиций.

В 2005 году принята и последовательно реализуется техническая политика, предусматривающая переход РДУ к единой SCADA-системе, идентичной SCADA-системам двух верхних уровней оперативно-диспетчерского управления ОДУ и ЦДУ, построенной на базе ЦППС Smart-FEP и типового унифицированного комплекса ОИК «СК-2003» (решение Совета директоров ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» от 18.10.2005, протокол № 34). С 2009 года в связи с наращиванием объема телеметрической информации на всех уровнях (РДУ, ОДУ, ЦДУ) выполняется замена комплексов ОИК «СК-2003» на комплексы ОИК «СК-2007», которые обладают повышенной производительностью базы данных реального времени (БДРВ) и рядом дополнительных функций (решение Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 30.01.2009, протокол № 77). На период после 2012 года планировалась модификация ОИК «СК-2007» в 58 диспетчерских центрах РДУ для обеспечения информационного взаимодействия с новыми комплексами SCADA/EMS на уровнях ЦДУ и ОДУ.

В результате реализации инвестиционного проекта «ОИК СК-200X», включенного в структуру Инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» и реализуемого параллельно и одновременно с инвестиционным проектом «SCADA/EMS (уровня ЦДУ и ОДУ)», в период с 2005 по 2011 годы решена задача укомплектования РДУ типовыми унифицированными комплексами ОИК «СК-200X», аналогичными тем, которыми укомплектованы ОДУ и ЦДУ. Тем самым обеспечены единые функциональные возможности для решения задач по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими во всех диспетчерских центрах Системного оператора, единообразию в исполнении всех ключевых деловых процессов.

Типовой унифицированный комплекс ОИК «СК-2003» создан по заказу ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» в 2003 году российским разработчиком ЗАО «Монитор Электрик» (г. Пятигорск) как программно-аппаратный продукт класса SCADA для сбора, хранения, оперативной обработки поступающей телеметрической информации с объектов электроэнергетики и автоматизации выполнения базовых EMS задач по алгоритмам расчетов, анализа электроэнергетических режимов и управления ими с обеспечением возможности расширения состава приложений согласно необходимой функциональности на разных уровнях диспетчерского управления.

В среде ОИК «СК-2003» (впоследствии ОИК «СК-2007») реализованы, в частности:

системы мониторинга первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования мощности с оценкой своевременности отработки заданий (автоматических и оперативных) на изменение мощности электростанций и энергоблоков, используемых для регулирования;

системы оперативного контроля и анализа уровней напряжения в контрольных пунктах ЕЭС/ОЭС/региональных энергосистем и фактических параметров средств регулирования реактивной мощности для оперативного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, его планирования, подготовки необходимой отчетной информации по соблюдению заданных диапазонов уровней напряжения в контрольных пунктах;

система межуровневого обмена информацией, фиксирующей по уровням напряжения в контрольных пунктах (для каждого контрольного пункта):

- величину уровня напряжения с необходимой дискретностью;
- максимальные и минимальные значения напряжения на заданных интервалах времени;
- продолжительность нахождения уровня напряжения в заданном диапазоне на заданных интервалах времени;
- выходы уровня напряжения за пределы заданного для данного контрольного пункта диапазона с необходимой дискретностью и продолжительность выхода по каждому случаю;
- выходы уровня напряжения за пределы допустимого для оборудования с заданной дискретностью и продолжительность выхода по каждому случаю с учетом ступенчатой характеристики допустимого уровня напряжения для оборудования 110 – 330 кВ и для оборудования 500 – 750 кВ в соответствии со стандартом ОАО «СО ЕЭС» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем»;
- интервал между выходами уровня напряжения за пределы допустимого для оборудования и число случаев выхода в контролируемый период;
- выходы уровня напряжения за пределы минимально допустимого по устойчивости с заданной дискретностью и продолжительность выхода по каждому случаю;

- выходы уровня напряжения за пределы аварийно допустимого по устойчивости с заданной дискретностью и продолжительность выхода по каждому случаю;

система межуровневого обмена информацией, фиксирующей по средствам регулирования реактивной мощности (для каждого объекта диспетчеризации):

- величину генерируемой (потребляемой) реактивной мощности с необходимой дискретностью;
- выход величины генерируемой (потребляемой) реактивной мощности за пределы допустимого для данного оборудования диапазона с заданной дискретностью и продолжительность выхода по каждому случаю (с учетом допустимых перегрузок по времени для генераторов и статических компенсаторов реактивной мощности, данных о настройке ограничителей минимального возбуждения генераторов и других ограничивающих факторов);
- номера положений анцапф автотрансформаторов (трансформаторов);
- включенное (отключенное) положение средств ступенчатого регулирования реактивной мощности (шунтирующих реакторов, батарей статических конденсаторов);

система мониторинга напряжения, обеспечивающая:

- работу предупредительной сигнализации при выходе уровня напряжения за пределы заданного для данного контрольного пункта диапазона или минимально допустимого по устойчивости;
- работу аварийной сигнализации при выходе уровня напряжения за пределы допустимого для оборудования или аварийно допустимого по устойчивости;
- хранение архива всего массива информации заданное время, постоянное хранение архива информации по существенным событиям и автоматическую подготовку отчетов о существенных событиях за заданный период времени и передачу их на верхний уровень управления;

система мониторинга нагрузки, функционирующая на основе телеинформации с объектов электроэнергетики.

С созданием и внедрением ОИК «СК-2003» в 2003 – 2004 гг. была своевременно и оперативно решена важная задача создания на уровнях ЦДУ и ОДУ единой программной платформы для развития автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), с помощью которых разрабатываются графики напряжения в контрольных пунктах по напряжению, суточные диспетчерские графики в части выбора состава генерирующего оборудования на электростанциях, графики ремонтов электросетевого и генерирующего оборудования, инструкции по ведению режимов (регулированию напряжения), предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима, алгоритмы работы систем управления средств регулирования реактивной мощности, алгоритмы противоаварийной автоматики, рекомендации по установке в электрической сети средств регулирования реактивной мощности, решаются иные специальные

задачи по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими.

В итоге последовательной реализации технической политики и инвестиционных вложений за период 2005 – 2010 гг. все диспетчерские центры Системного оператора, включая РДУ, укомплектованы единым базовым оперативно-информационным комплексом на платформе ОИК «СК-200Х», обладающим достаточной функциональностью для оперативно-диспетчерского управления на всех уровнях с учетом характера и объемов решаемых текущих и перспективных задач.

Новые требования к составу и результатам работ, отраженные в материалах заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 18.10.2010 (протокол № 95), и достигнутый уровень современной технической оснащенности Системного оператора обуславливают возможность и необходимость отказа от прежнего избыточно консервативного подхода, и определения нового концептуального подхода к созданию и внедрению системы SCADA/EMS/MMS, отвечающего современным условиям и задачам инновационного технологического развития Системного оператора на долгосрочную перспективу.

В технических требованиях, подготовленных ОАО «СО ЕЭС» для отбора нового подрядчика по проекту SCADA/EMS/MMS, сформулирован следующий концептуальный подход к реализации проекта:

1) построение единой системы SCADA, охватывающей все уровни диспетчерского управления, на платформе ОИК «СК-200Х»;

2) интеграция информационной модели ЕЭС России (СІМ), разработанной Siemens AG, с ОИК «СК-200Х», в результате которой доступ к базе данных СІМ и ее актуализация осуществляются в режиме on-line всеми категориями пользователей с разграничением прав на основе подведомственности объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении или ведении, и функциональных задач, решаемых на уровнях ЦДУ-ОДУ-РДУ;

3) разработка по каждому из уровней диспетчерского управления стандартных наборов EMS/MMS – приложений, используемых для расчетов, анализа электроэнергетических режимов и управлению ими, интеграция приложений с базой данных СІМ через ОИК «СК-200Х», переход к работе с ее использованием;

4) установление интерфейсов для взаимодействия со специальными прикладными EMS/MMS – приложениями, не включаемыми в состав проектируемой системы, функциональность которых в значительной степени зависит от темпов и объемов развития и совершенствования нормативно-правовой базы, с возможностью операционного использования базы данных СІМ.

Представленный подход основывается на известных технических решениях, характеризуется высокой степенью технологической осуществимости и позволяет точно определить объем работ для завершения проекта, а также спрогнозировать сроки их выполнения.

Сведения об изменениях технологической конфигурации проекта отражены в сравнительной таблице 34.

Параметры проекта	Технические требования, принятые ранее по контракту с Siemens AG		Технические требования, подготовленные для нового контракта	
	Требование	Способ реализации	Требование	Способ реализации
Охват уровней диспетчерского управления	Охват уровней ЦДУ и ОДУ – 2 уровня	Система разрабатывалась всего для 8 (Восьми) диспетчерских центров: – уровень ЦДУ – 1, – уровень ОДУ – 7	Охватить все уровни диспетчерского управления (ЦДУ, ОДУ и РДУ) – 3 уровня	Система разрабатывается для 66 (Шестидесяти шести) диспетчерских центров: – уровень ЦДУ – 1, – уровень ОДУ – 7; – уровень РДУ – 58.
Унификация систем SCA-DA	Сохранение систем уровня РДУ. Для взаимодействия с ними создать специальные интерфейсы	Унаследованные от АО-энерго программно-аппаратные комплексы имели существенное разнообразие. Задача их унификации не ставилась	Единая платформа для всех уровней диспетчерского управления (ЦДУ, ОДУ и РДУ)	На базе СК-200X. С 2005 года в рамках реализации технической политики все РДУ обеспечиваются единым комплексом ОИК СК-2003(7), к 2011 году эта работа завершена. Уровень РДУ фактически готов. Целесообразно доработать функциональность ОИК СК-2007 для уровней ОДУ и ЦДУ.
Информационная модель ЕЭС (СІМ)	Только для уровней ЦДУ и ОДУ. Наполнением через интерфейсы от систем уровня РДУ	Разработка и тестирование СІМ, дальнейшая интеграция с приложениями SCA-DA/EMS	Единая база данных для всех уровней (ЦДУ, ОДУ и РДУ), актуализируемая on-line. Непосредственная работа с СІМ всех категорий пользователей согласно разграничению функциональных задач	Интегрировать ОИК СК-2007 с существующей СІМ, установив уровни пользователей ЦДУ-ОДУ-РДУ и разграничив доступ на основе подведомственности объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении или ведении

Функциональный дизайн	Разработка EMS/MMS приложений по всему спектру деловых процессов, включая процессы, границы, порядок и правила осуществления которых должны быть урегулированы нормативными правовыми актами, и функциональность которых неопределена в связи с незавершенностью разработки и принятия таких актов (отсутствием нормативно-правовой базы)	Создание и эксплуатация специальных программных средств в составе системы	Интеграция в систему существующих базовых EMS/MMS приложений для расчетов, анализа электроэнергетических режимов и управления которыми, алгоритмы которых определяются объективными физическими процессами, протекающими в технических устройствах объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электроэнергии с управляемой нагрузкой, и их эксплуатационным состоянием	Отграничение системы от специальных рыночных приложений, функциональность которых неизвестна в связи с незавершенностью разработки и принятия нормативных правовых актов, с помощью стандартных открытых интерфейсов (программных шлюзов). Интеграция (подключение) перспективных приложений с системой по мере их разработки и ввода в эксплуатацию через открытые интерфейсы
-----------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

7.1.3. Организационные и финансовые параметры продолжения работ по проекту

Техническое решение, предусматривающее построение единой системы SCADA/EMS/MMS, охватывающей все уровни диспетчерского управления на платформе существующего ОИК «СК-200Х», и интеграцию с информационной моделью ЕЭС России (СІМ), разработанной Siemens AG, позволяет установить четкие требования к квалификации и опыту нового подрядчика (исполнителя) по проекту, обеспечить существенную экономию по полной сметной стоимости проекта и изменить источник финансирования дальнейших работ.

7.1.3.1. Требования к новому подрядчику.

Работы по проекту согласно новым подходам и техническим решениям, определенным в техническом задании, может выполнить российская компания, имеющая:

- опыт создания и внедрения систем, аналогичных ОИК «СК-200Х», в организациях – субъектах оперативно-диспетчерского управления в российской электроэнергетике;

- квалифицированный персонал для технической поддержки (обслуживания) в течение длительного времени созданной системы SCADA/EMS/MMS;

- исследовательский центр (лабораторию, полигон) для разработки и тестирования модификаций системы SCADA;

- инженерно-технический персонал, обладающий знаниями и опытом в сфере автоматизации систем оперативно-диспетчерского управления в электро-

энергетике, а также навыками разработки и модификации программного обеспечения, аналогичного составу SCADA/EMS/MMS – приложений в составе проектируемой системы.

7.1.3.2. Требования к этапам работ и сроку контракта.

Наименования этапов и прогнозные сроки реализации проекта SCADA/EMS в 2011÷2016 годах представлены в таблице 35.

Таблица 35

№	Наименование Этапа	Начало	Завершение
1	Разработка технического проекта	декабрь 2011	апрель 2012
2	Разработка и интеграция системы	май 2012	август 2013
3	Заводские испытания	сентябрь 2013	ноябрь 2013
4	Поставка аппаратного обеспечения, установка, настройка	декабрь 2013	февраль 2014
5	Автономные и комплексные испытания. Передача прав на программное обеспечение	март 2014	июль 2014
6	Опытная эксплуатация	август 2014	февраль 2015
7	Приемочные испытания	март 2015	июнь 2016

При заключении контракта необходимо обеспечить интересы долговременной надежной и устойчивой эксплуатации созданной системы SCADA/EMS/MMS Системного оператора, а также ее перспективной модернизации с учетом характера и возрастающей сложности задач по расчетам, анализу электроэнергетических режимов ЕЭС России и управлению ими.

Исходя из этого, наряду с гарантийными обязательствами подрядчика по завершению работ и обеспечению функциональности системы в течение установленного срока после ввода в промышленную эксплуатацию, необходимо предусмотреть обязанности подрядчика по последующему техническому сопровождению (технической поддержке, обслуживанию) системы, а также обязательства по ее модернизации, объем которых определяется дополнительными заказами Системного оператора. Срок действия обязательств по техническому сопровождению системы целесообразно установить не менее 7 лет после ее ввода в промышленную эксплуатацию. Такой механизм обеспечивает высокую ответственность подрядчика за результаты выполненных работ, дает гарантии оперативности и надлежащего качества обслуживания системы в целях бесперебойной эксплуатации, создает условия для установления долгосрочного партнерства и сотрудничества в сфере инновационного развития инструментальных средств производственно- технологической деятельности Системного оператора.

7.1.3.3. Объемы и порядок финансирования.

Стоимость завершения работ по созданию и внедрению новой системы определяется на основе расчетов затрат на разработку, проверку, тестирование, отладку, испытания программно-технических средств для интеграции информационной модели ЕЭС России (СІМ) и ОИК «СК-200Х», затрат на разработку и тестирование EMS/MMS – приложений в составе системы, затрат на заводские испытания системы, ввод ее в промышленную эксплуатацию и расходов на не-

обходимое обучение персонала. Потребность в инвестиционном финансировании указанных работ в 2011 – 2016 гг. оценивается предварительно в 2 884,01 млн.руб. с НДС, и может быть уточнена при непосредственном объявлении начальной (предельной) цены конкурентной закупочной процедуры.

Кроме того, цена нового контракта увеличивается на размер операционных затрат, связанных с последующим техническим сопровождением (обслуживанием) созданной системы. Указанные затраты, с учетом имеющегося опыта технического сопровождения (обслуживания) комплекса ОИК «СК-200Х», оцениваются ориентировочно в сумме до 255,37 млн.руб. с НДС ежегодно.

Таким образом, начальная (предельная) цена контракта составляет 4 671,6 млн.руб. с НДС, в том числе: 2 884,01 млн.руб. – создание и установка системы в 2011-2016 гг.; 1 787,59 млн.руб. – техническое сопровождение (обслуживание) системы в 2017 – 2023 гг.

7.1.3.4. Валюта контракта.

Учитывая, что все работы и услуги по проекту не связаны с использованием ресурсов, оцениваемых в иностранной валюте, цена контракта по созданию и установке SCADA/EMS/MMS, последующему техническому сопровождению (обслуживанию), модернизации и развитию системы устанавливается в твердой сумме, выраженной в российских рублях.

7.1.4. Ближайшие мероприятия по реализации проекта

7.1.4.1. Необходимость предварительного одобрения Советом директоров сделки, предметом которой являются внеоборотные активы Общества.

В соответствии с Уставом ОАО «СО ЕЭС» подлежат предварительному одобрению Советом директоров ОАО «СО ЕЭС» сделки, предметом которой являются внеоборотные активы Общества в размере свыше 5 (Пяти) процентов балансовой стоимости этих активов на дату принятия решения о совершении такой сделки (подпункт 22 «а» пункта 12.1 статьи 12 «Совет директоров Общества» Устава).

Балансовая стоимость внеоборотных активов ОАО «СО ЕЭС» по состоянию на 01.04.2011 составляет 18 055,41 млн.руб., соответственно 5 % балансовой стоимости этих активов составляет 902,77 млн.руб.

Балансовая стоимость активов, принятых на баланс ОАО «СО ЕЭС» в результате реализации проекта с привлечением Siemens AG – «Функциональный дизайн SCADA/EMS» и «Информационная модель объектов ЕЭС России», отраженных на бухгалтерском счете 08 «Вложения во внеоборотные активы», по состоянию на 01.04.2011 составляет 1 426,34 млн.руб. (без НДС), в том числе:

- 703,63 млн.руб. выплаты по контракту от 27.07.2006 № Р-004586 с Siemens AG;
- 722,71 млн.руб. расходы, относимые на увеличение первоначальной балансовой стоимости активов: плата за предоставление кредита ЕБРР, оплата услуг консультантов КЕМА International, прочие расходы.

Технические требования к контракту для продолжения работ по проекту предусматривают использование новым подрядчиком указанных активов при создании и установке SCADA/EMS/MMS Системного оператора. Таким обра-

зом, предметом нового контракта «Создание, установка, последующие техническое обслуживание и модернизация SCADA/EMS/MMS Системного оператора» будут являться внеоборотные активы, балансовая стоимость которых превышает 5 (Пять) процентов от балансовой стоимости внеоборотных активов Общества.

На основании изложенного, необходимо предварительное одобрение условий указанного контракта решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС».

7.1.4.2. Необходимость корректировки Инвестиционной программы.

Для проведения отбора нового подрядчика и заключения контракта на продолжение работ согласно новой технической конфигурации проекта необходимо обеспечить соответствие принимаемых обязательств инвестиционным планам Общества. Необходима корректировка Перечня инвестиционных проектов ОАО «СО ЕЭС» и плана их финансирования на 2011 – 2013 годы, утвержденного приказом Минэнерго России от 13.08.2010 № 386 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

При корректировке объединяются инвестиционные проекты «3. SCADA/EMS (уровня ЦДУ и ОДУ)» и «4. ОИК СК-200X» в общий инвестиционный проект «3. SCADA/EMS/MMS (уровни РДУ-ОДУ-ЦДУ)».

В рамках объединенного инвестиционного проекта в 2011-2013 гг. выполняются разработка технического проекта, разработка и интеграция системы, проводятся заводские испытания (1 198,01 млн.руб. с НДС), в 2014-2016 гг. осуществляются поставка аппаратного обеспечения, установка и настройка системы, автономные и комплексные испытания, передача прав на программное обеспечение, опытная эксплуатация, приемочные испытания (1 686,0 млн.руб. с НДС).

Действующий Перечень:

№	Наименование работ	Сроки реализации проекта		Полная стоимость проекта	Остаточная стоимость проекта на 01.01. 2010	План финансирования 2010	Объем финансирования			
							2011	2012	2013	Итого 2011-2013
							млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
3	SCADA / EMS (уровня ЦДУ и ОДУ)	2004	2011	4969,04	866,18	231,92	634,26	-	-	634,26
4	ОИК СК-200X	2010	2013	231,05	231,05	81,85	42,39	49,04	57,77	149,20
	ИТОГО (проекты 3 и 4):			5200,09	1097,23	313,77	676,65	49,04	57,77	783,46

Необходимая корректировка:

№	Наименование работ	Сроки реализации проекта		Полная стоимость проекта	Остаточная стоимость проекта на 01.01. 2010	План финансирования 2010	Объем финансирования			
							2011	2012	2013	Итого 2011-2013
							млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.
3	SCADA/EMS/MMS на платформе ОИК СК-200X (уровни РДУ-ОДУ-ЦДУ)	2004	2016	4476,27	3056,21	172,2	74,01	562,0	562,0	1198,01
4	ОИК СК-200X	2010	2010	120,77	120,77	79,0	41,77	-	-	41,77
ИТОГО (проекты 3 и 4):				4597,04	3176,98	251,20	115,78	562,0	562,0	1239,78
Ожидаемые экономия / дефицит финансирования				603,05	-2079,75	62,55	560,87	-512,96	-504,23	-456,32

В результате объединения инвестиционных проектов «3. SCADA/EMS (уровня ЦДУ и ОДУ)» и «4. ОИК СК-200X» в общий инвестиционный проект «3. SCADA/EMS/MMS (уровни РДУ-ОДУ-ЦДУ)» и уточнения их показателей полная суммарная сметная стоимость проектов снижается с 5 200,1 млн.руб. с НДС до 4 597,04 млн.руб. с НДС (на 603,05 млн.руб. с НДС).

7.1.4.3. Изменение источника финансирования.

Источниками финансирования объединяемых проектов в настоящее время определены:

по проекту «3. SCADA/EMS (уровня ЦДУ и ОДУ)» - заемные средства ЕБРР, предоставляемые согласно Кредитному соглашению от 17.12.2004;

по проекту «4. ОИК СК-200X» - собственные средства ОАО «СО ЕЭС», предоставляемые в условиях тарифного регулирования (инвестиционная составляющая в тарифе на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике).

Проведенный анализ обеспеченности ОАО «СО ЕЭС» источниками инвестиционного финансирования показывает возможность дальнейшей реализации работ по проектам полностью за счет собственных инвестиционных средств без привлечения кредитных ресурсов. При положительном решении об объединении и совместной реализации проектов согласно новому подходу к технической конфигурации системы:

в 2011 году общая потребность в финансировании работ составляет 74,01 млн.руб. с НДС, дефицит может быть восполнен за счет экономии, образующейся при проведении конкурентных процедур по иным инвестиционным проектам, и в недостающей части – за счет перераспределения средств по иным инвестиционным проектам с учетом приоритетности;

в 2012 году общая потребность в финансировании работ, составляющая 562,0 млн.руб. с НДС, покрывается уже запланированными собственными инвестиционными средствами по проекту «4. ОИК СК-200Х» в сумме 49,04 млн.руб. с НДС. Дефицит собственных средств в сумме 512,96 млн.руб. с НДС восполняется за счет перераспределения средств по иным инвестиционным проектам с учетом приоритетности;

в 2013 году общая потребность в финансировании работ, составляющая 562,0 млн.руб. с НДС, покрывается уже запланированными собственными инвестиционными средствами по проекту «4. ОИК СК-200Х» в сумме 57,77 млн.руб. с НДС. Дефицит собственных средств в сумме 504,23 млн.руб. с НДС восполняется за счет перераспределения средств по иным инвестиционным проектам с учетом приоритетности.

Таким образом, источником финансирования для завершения работ по объединенному проекту могут быть собственные инвестиционные средства ОАО «СО ЕЭС». В случае принятия предлагаемого решения о целесообразности финансирования дальнейших работ по проекту за счет собственных инвестиционных средств Общества без привлечения кредитных ресурсов необходимо урегулировать отношения с Европейским банком реконструкции и развития, связанные с исполнением и прекращением Кредитного соглашения от 17.12.2004.

7.1.4.4. Мероприятия по проекту на первый год реализации программы.

Мероприятия для организации продолжения проекта в соответствии с решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 18.10.2010 (протокол № 95), реализуемые в 2011 году, отражены в таблице 36.

Таблица 36

Мероприятия на 2011 год по реализации проекта SCADA/EMS

№	Мероприятие	Сроки
1	Разработка плана проведения закупки, конкурсных документов, разработка пояснительных документов и справок	2 квартал 2011
3	Проведение конкурса. Оценка конкурсных предложений, согласование решения экспертной комиссии с ЕБРР, объявление результатов конкурса	3,4 квартал 2011
4	Переговоры с поставщиком по контракту	4 квартал 2011
5	Разработка организационных документов СО по управлению проектом	3 квартал 2011
6	Согласование плана реализации проекта	4 квартал 2011
7	Разработка технического задания на систему.	4 квартал 2011

7.2. Модернизация оперативного информационного комплекса (ОИК) СК-200х

Описание комплекса

Современные оперативно-информационные и управляющие комплексы представляют собой надежную технологическую основу работы диспетчеров, помогают диспетчерскому персоналу принимать оптимальные решения, значительно сокращают вероятность ошибки в процессе оперативно-диспетчерского управления, повышают надежность функционирования энергосистемы.

Оперативный информационный комплекс (ОИК) СК-200х является основным автоматизированным средством диспетчерского технологического управления, используемым во всех диспетчерских центрах Системного оператора для отслеживания и контроля в реальном времени технологических процессов в ЕЭС России. Как правило, иные специализированные программно-аппаратные комплексы Системного оператора, используемые для расчетов, анализа, планирования, оптимизации электроэнергетических режимов и управления ими, интегрированы с ОИК СК-200х.

Интеграция оборудования ОИК СК-200х с иным оборудованием информационных технологий Системного оператора показана на рис.8.

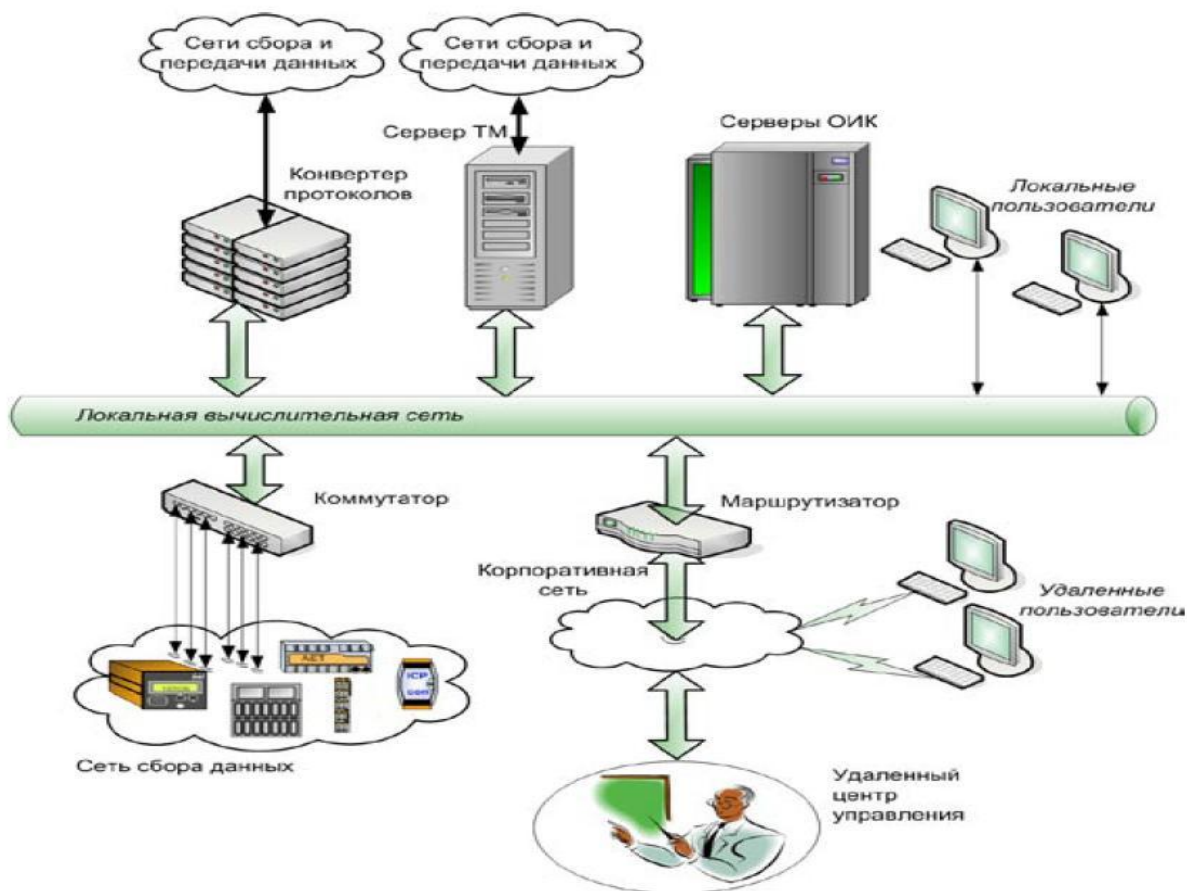


Рисунок 8. – Интеграция ОИК СК-200х в оборудовании ИТ Системного оператора

Оперативный информационный комплекс (ОИК) СК-200х представляет собой программно-аппаратный комплекс, имеющий удобный и единообразный пользовательский графический интерфейс и обеспечивающий:

- надежное получение данных о текущем режиме энергетической системы (единой, объединенной);
- высокопроизводительную обработку поступающей информации;
- предоставление оперативному персоналу данных об изменениях режима, состоянии оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации;
- регистрацию стандартных диспетчерских команд и распространение плановых диспетчерских графиков.

ОИК СК-200х включает в себя функции, обеспечивающие безопасное проведение ремонтно-восстановительных работ в энергосистеме, поддержание баланса мощности и ведение согласованного режима, хранение архива заданного набора оперативной информации, включая данные о режиме энергосистемы, произошедших событиях, действиях пользователей.

Разработчиком ОИК СК-200х является ЗАО «Монитор Электрик» (г. Пятигорск).

Итоги внедрения и развития комплекса в 2008÷2010 годах

2008 год

- Модернизирована ЦКС АРЧМ ИА (на базе ОИК СК-200х), введена в эксплуатацию ЦС АРЧМ (на базе ОИК СК-200х) ОДУ Северо-Запада, модернизирована ЦС АРЧМ (на базе ОИК СК-200х) ОДУ Юга и ОДУ Урала для управления энергоблоками Киришской ГРЭС, Ставропольской ГРЭС и Пермской ГРЭС;

- Модернизированы все структурные и подробные схемы энергообъектов ОИК в соответствии с новыми требованиями ОАО «СО ЕЭС»;

2009 год

- Организован резервный диспетчерский центр ЦДУ с использованием ОИК СК-200х;

- Структура собираемых, хранимых и отображаемых параметров суточной ведомости в рамках ОИК СК-200х ОАО «СО ЕЭС» приведена в соответствие с действующим составом субъектов оптового рынка электроэнергии и мощности, структурой оперативно-диспетчерского управления;

- Организована и введена в действие новая информационная модель задачи «Мониторинг оперативных показателей работы ЕЭС по активной мощности на отчетный час» на базе ОИК СК-200х;

2010 год

- Внедрена система электронной регистрации и транспорта диспетчерских команд по управлению генерацией активной мощности в систему распространения планового диспетчерского графика в исполнительном аппа-

рате и во всех филиалах ОАО «СО ЕЭС» операционных зон ОДУ Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала и Сибири (на базе ОИК СК-200х);

- Осуществлена интеграция программно-аппаратных комплексов ОИК и ПК Заявки;

- Завершен переход на ОИК СК-2007 в Исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС», в филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и в 20 филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ;

- Введена в эксплуатацию подсистема ОИК «Контроль перетоков в опасных сечениях»;

- Автоматизированная система сбора информации с регистраторов СМПР (АС СИ СМПР) прошла необходимые испытания и опытную эксплуатацию в Исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС», в филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, Урала и Сибири и в филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ Саратовском, Тюменском;

- Модернизирована ЦКС АРЧМ ИА (на базе ОИК СК-200х), введена в эксплуатацию ЦС АРЧМ (на базе ОИК СК-200х) ОДУ Сибири и ОДУ Востока.

Планы дальнейшего внедрения и совершенствования комплекса

В 2011 году планируются следующие работы и мероприятия, связанные с внедрением и развитием ОИК СК 200х.

- 1) Завершение внедрения ОИК «СК-2007» во всех оставшихся филиалах ОАО «СО ЕЭС».

- 2) Внедрение системы электронной регистрации и транспорта диспетчерских команд по управлению генерацией активной мощности во всех филиалах ОАО «СО ЕЭС» операционной зоны ОДУ Востока, в том числе:

- организационно-технические мероприятия по подготовке к комплексным испытаниям и опытной эксплуатации;
- проведение комплексных испытаний и опытной эксплуатации системы;
- ввод в промышленную эксплуатацию и интеграция в общую структуру регистрации и транспортировки диспетчерских команд.

- 3) Модернизация ПАК ОИК резервных диспетчерских центров, находящихся в резервных помещениях ЦТПП ОДУ Центра и объекта 5025, в том числе:

- переход на ОИК СК-2007 в резервном диспетчерском центре на базе ЦТПП ОДУ Центра;
- организация доставки актуальной плановой информации из ОИК ИА в ОИК резервного диспетчерского центра на базе ЦТПП ОДУ Центра;

- модернизация аппаратного обеспечения и переход на ОИК СК-2007 в резервном диспетчерском центре на объекте 5025.

4) Внедрение коммуникационного процессора СК-Proxu, предназначенного для организации информационного шлюза для обмена телеметрической информацией по протоколам, соответствующим международным стандартам, в том числе:

- проверка функций СК-Proxu для сдачи комплекса в эксплуатацию;
- разработка рекомендаций по настройке обмена телеметрической информацией по протоколам, соответствующим международным стандартам;
- подготовка к переводу межмашинного обмена между ДЦ на протокол IССР.

В основном все работы по модернизации и переоснащению ОИК СК-200х завершаются в 2011 году. Дальнейшее развитие ОИК планируется в рамках проекта SCADA/EMS.

Прогнозные показатели финансирования проекта

Финансирование работ по внедрению и развитию ОИК СК-200х производится в рамках инвестиционного проекта 4 «ОИК СК-200х», включенного в постоянную структуру инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Учитывая, что внедрение коммуникационного процессора СК-Proxu в филиалах ОАО «СО ЕЭС» рассчитано на несколько лет, в реестры инвестиционных работ по проекту на 2011 год включена соответствующая работа, куратором которой является Служба эксплуатации программно-аппаратного комплекса (СЭПАК) и директор по автоматизированным системам диспетчерского управления.

Таблица 37

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС	Ответственное подразделение
1	Приобретение программно- аппаратного комплекса, осуществляющего информационный обмен по протоколам соответствующим международным стандартам на базе стека TCP/IP, с учетом требований информационной безопасности ОАО «СО ЕЭС» и предоставление права использования программного обеспечения	2011	23 000,0	СЭПАК
Итого по инновационным работам:			23 000,0	

7.3. Создание Единого территориально-распределенного корпоративного Центра обработки данных (ЕТРК ЦОД) ОАО «СО ЕЭС» на базе типовых модулей филиалов

Существенное повышение эффективности и надежности работы вычислительной и обеспечивающей инфраструктуры в основных и резервных серверных ПАК филиалов возможно за счет перехода на унифицированную целевую модель, типовые проектные решения и интеграцию в ИТ-инфраструктуру новейших разработок в области Cloud Computing («Облачных вычислений») с использованием технологии виртуализации. Указанные решения должны осуществляться в комплексе с необходимым консалтингом по внедрению и обучению персонала эффективному использованию новых технологий в своей работе.

В рамках подготовки к внедрению новейших разработок в ИТ-инфраструктуру ОАО «СО ЕЭС» в 2010 году разработаны Концептуальный и Системный проекты Единого территориально-распределенного корпоративного Центра обработки данных (ЕТРК ЦОД), исполнитель по проектам – ООО «АДМ Партнершип» (договор от 06.09.2010 № 103/10-П).

Концепция построения ЕТРК ЦОД ОАО «СО ЕЭС» подразумевает следующие решения.

Архитектура и компоненты ЕТРК ЦОД

Изменения сложившейся общей архитектуры информационной системы ОАО «СО ЕЭС» при создании ЕТРК ЦОД происходят на двух уровнях технологической инфраструктуры (информационно-вычислительный комплекс (ИВК));

инженерной инфраструктуры (системы инженерного обеспечения ИВК (СИО)).

На уровне технологической инфраструктуры изменения при создании ЕТРК ЦОД затронут серверную вычислительную систему (СВС), систему хранения данных (СХД), локальную вычислительную сеть (ЛВС) и телекоммуникационную связь (МСС) при объединении ресурсов в единый распределенный ЦОД.

Строительство ЕТРК ЦОД должно вестись поэтапно путем внедрения в Исполнительном аппарате и Филиалах ОАО «СО ЕЭС» комплексов элементов ЕТРК ЦОД (модулей ЕТРК ЦОД) с их дальнейшей интеграцией.

Технологии виртуализации ресурсов вычислительной инфраструктуры являются одной из передовых и быстро развивающихся во всем мире ИТ-технологий. При этом их использование многократно повышает требования к надежности объединенных ресурсов ИТ-инфраструктуры. В целях полноты охвата, а также единства и сбалансированности для обеспечения необходимого уровня надежности компонент технологической и обеспечивающей инфраструктуры ЕТРК ЦОД, их создание должно вестись с использованием

международного стандарта по инфраструктуре ЦОД-ов ANSI-TIA-942 для уровня TIER IV «ЦОД отказоустойчивый».

Серверная вычислительная система (СВС)

Аппаратно-программные комплексы серверного оборудования, которые подлежат внедрению в каждом из Филиалов ОАО «СО ЕЭС», должны соответствовать типовому решению Серверной вычислительной системы (СВС) для модуля ЕТРК ЦОД соответствующего уровня.

Основой СВС в составе модулей ЕТРК ЦОД является блейд-центр: шасси с устанавливаемыми в него серверами-лезвиями (блейд-серверами).

В соответствии с едиными требованиями надежности шасси все критические компоненты блейд-центра должны быть зарезервированы. Шасси должно иметь электропитание от 2-х независимых внешних шин. Должны быть зарезервированы блоки питания, вентиляторы, оптические свичи для доступа к СХД, свичи Ethernet для связи с локальной вычислительной сетью (ЛВС), шины Interconnect, линии питания каждого из серверов и система вентиляции. Шасси должно позволять установку до 14 серверов-лезвий. Любой из вышеперечисленных элементов должен обладать возможностью «горячей замены».

В качестве серверов-лезвий предполагается использование 2-х процессорных серверов архитектуры x86 с большим объемом оперативной памяти. При этом технологии, используемые блейд-центром и блейд-серверами, должны позволять объединение и разъединение двух таких двухпроцессорных блейд-серверов с образованием полнофункционального аналога 4-х процессорного сервера.

Устанавливаемые в шасси сервера-лезвия должны позволять как включение их в состав локального «облака» виртуализированных ресурсов, так и запуск на них задач программно-аппаратных комплексов (ПАК) в режиме выделенного физического сервера.

Совокупная вычислительная мощность серверов-лезвий, предоставляющих свои ресурсы «облаку» для работы в нем выделенных виртуальных серверов (VDS) для ПАК-ов, должна иметь резервную избыточность. При отказе одного из таких серверов остальные должны справиться с перераспределенной нагрузкой без критичного замедления работы.

При отказе сервера-лезвия, используемого вне «облака» (для индивидуальной работы на нем ПАК), система должна автоматически выделить блейд-сервер или из одиночных и незагруженных, или из включенных в «облако», и незамедлительно перезапустить на нем задачу, динамически перераспределив нагрузку между остальными.

Внедрение указанных решений для СВС должно позволить реализовать ряд технологических преимуществ, включая:

- минимальное (в пределе нулевое) время простоя критически важных приложений с одновременным увеличением производительности;

- масштабируемость (горизонтальная и вертикальная), позволяющая приобретать только то, что надо, и тогда, когда надо;
- энергосбережение: существенное снижение операционных расходов за счет экономии электроэнергии.

Система Хранения Данных (СХД)

На уровне модуля ЕТРК ЦОД Филиала ОАО «СО ЕЭС» в качестве локальной архитектуры Системы хранения данных (СХД) должна использоваться SAN (Storage Area Network).

В целях обеспечения требуемой эффективности и надежности контроллер СХД должен поддерживать:

- использование технологии динамической оценки и управления томами, автоматически формируемыми для размещения данных от задач;
- использование системы управления ресурсами хранения (SRM) для миграции данных на другой уровень
- использование технологий управления и настройки СХД по шаблонам;
- использование средств миграции данных в онлайн режиме без влияния на пользователей (по расписанию или по событию)
- готовность при необходимости миграции «горячих» участков на SSD диски;
- получение анализа производительности и другой отчетности и поддержка управления многими СХД через один интерфейс, в том числе удаленно;
- использование технологий создания моментальных копий активных данных как средство их краткосрочной защиты.

Кроме того, для обеспечения готовности к переходу от этапа развития ЕТРК ЦОД с внедрением виртуализации на локальном уровне к объединению ресурсов в единый распределенный ЦОД, контроллером СХД должна поддерживаться функция автоматической дедупликации данных и синхронной / асинхронной репликации для удаленного распределенного хранения.

С учетом разделения на оперативные и архивные данные, сроков и объемов их хранения, а также необходимой скорости доступа к ним, основным элементом централизованной СХД модуля ЕТРК ЦОД уровня Филиала ОАО «СО ЕЭС» должна стать внешняя стоечная дисковая СХД, включающая полки двух типов: для хранения оперативных данных с быстрым доступом и хранения архивных и пользовательских данных с более медленным доступом.

После принятия решения о механизме обеспечения ответственности Филиалов ОАО «СО ЕЭС» за резервное удаленное хранение у них данных других подразделений ОАО «СО ЕЭС» (других филиалов или исполнительного аппарата) подлежит разработке схема удаленной распределенной репликации данных. На основе требований указанной схемы, изменившихся

объемов хранения, а также сроков удаленного восстановления данных должны быть проведена разработка технических решений расширения начального уровня СХД модулей ЕТРК ЦОД Филиалов с возможным использованием других устройств хранения.

ЛВС (локальная вычислительная сеть)

При переводе работы ПАК с физически выделенных на виртуальные выделенные сервера в ЛВС вносятся изменения необходимые для устойчивого поддержания работы виртуальных частных сетей (VLAN).

На уровне ядра/распределения должны быть установлены коммутаторы с поддержкой технологии VM-Ready, которая позволяет перемещать виртуальные сервера без потери связи между ними и внешними настройками связанных с ними (а также задачами, размещенными на этих виртуальных серверах) VLAN-ов.

В рамках реализации проекта разработаны:

- технические задания на создания типового модуля ЕТРК ЦОД уровня ИА, ОДУ, РДУ;
- Системный проект на создание ЕТРК ЦОД;
- комплекты рабочих чертежей на создание типового модуля ЕТРК ЦОД для филиалов уровня ОДУ, РДУ.

Планы и мероприятия по реализации проекта в 2011÷2016 годах и на перспективу до 2020 года

На базе Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра силами производителя основного компьютерного оборудования (IBM), разработчика проекта (ООО «АДМ Партнершип») и специалистов самого диспетчерского центра установлен стенд-макет ЕТРК ЦОД. Стенд-макет предоставлен ОАО «СО ЕЭС» во временное пользование для проверки, отработки и комплексного тестирования предлагаемых решений, получения достоверного подтверждения работоспособности ПАК на соответствующих выделенных виртуальных серверах.

При поэтапном создании модулей ЕТРК ЦОД на объектах филиалов и в ИА актуальным становится вопрос о подготовке новых технологических решений к внедрению. Для достижения указанной цели решаются следующие задачи:

- внедрение новых типовых СВС и СХД;
- опытная эксплуатация работы новых типовых СВС и СХД (локально и во взаимосвязи) и их необходимая доработка по итогам опытной эксплуатации;
- обследование объектов филиалов и разработка рабочих проектов внедрения опробованных новых типовых СВС и СХД.

При разработке Плана-графика реализации проекта построения ЕТРК ЦОД ОАО «СО ЕЭС» учитывается, что модернизация вычислительной инфраструктуры ОАО «СО ЕЭС» должна проходить с максимальной защитой

ранее сделанных инвестиций в вычислительную инфраструктуру. Переход к целевому состоянию «Серверная будущего ОДУ» и «Серверная будущего РДУ» осуществляется поэтапно путем плановой замены серверного оборудования на основании спецификаций 1-ого шага для Филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ.

Сроки реализации проекта напрямую связаны с выделяемым годовым бюджетом. План-график построен с учетом средней ежегодной величины затрат на серверное оборудование в объеме 200 000 тыс.руб. с НДС. При наличии дополнительных объемов финансирования срок реализации проекта может быть уменьшен, но при этом составит не менее 3 (Трех) лет.

2011 год

- «Пилотное» внедрение на базе ОДУ Центра.
- Рабочее проектирование для основных и резервных серверных ПАК филиалов уровня ОДУ.
- На основании уточненных в рабочем проекте спецификаций 1-ого шага СВС и СХД закупка оборудования и поставка его на объект для двух филиалов уровня ОДУ.
- СМР и ПНР поставленного оборудования.
- В рамках опытной эксплуатации новых типовых решений СВС и СХД в ОДУ Центра должно быть проведено комплексное их тестирование, разработаны и опробованы регламенты эксплуатации и обслуживания. При необходимости по итогам опытной эксплуатации должны быть разработаны уточнения к проектам опробованных решений СВС и СХД.
- Обследование серверных и систем инженерного обеспечения (СИО) в филиалах уровня ОДУ. По его результатам должно быть представлено заключение о готовности СИО здания к инсталляции в серверную ОДУ модуля ЕТРК ЦОД (наличие достаточных мощностей электропитания и теплоотвода, места для установки оборудования и пр.)
- Разработка рабочего проекта на закупку уточненных спецификаций типовых решений СВС и СХД и их инсталляцию в ОДУ. С учетом того, что для выдачи заключения о возможности инсталляции новых СВС и СХД делается обследование СИО в здании, по его итогам разрабатываются также частные технические задания (ЧТЗ) для создания/модернизации элементов СИО в целях дальнейшего (при появлении финансовых возможностей) ее приведения к унифицированной целевой модели.

2012 год

- Рабочее проектирование для основных и резервных серверных ПАК филиалов уровня РДУ.
- Закупка оборудования 1-ого шага и поставка его на объект для четырех филиалов уровня ОДУ.
- СМР и ПНР оборудования на объектах.

– Закупка оборудования 2-ого шага для создания полноценного проектного решения («Серверная будущего») и поставка его на объект для трех филиалов уровня ОДУ.

– Обучение персонала (технических специалистов) филиалов уровня ОДУ по соответствующей комплексной программе в целях подготовки к внедрению новых типовых решений.

– Обследование серверных и систем инженерного обеспечения (СИО) в филиалах уровня РДУ. По его результатам должно быть представлено заключение о готовности СИО здания к инсталляции в серверную РДУ модуля ЕТРК ЦОД (наличие достаточных мощностей электропитания и теплоотвода, места для установки оборудования и пр.)

– Разработка рабочего проекта на закупку уточненных спецификаций типовых решений СВС и СХД и их инсталляцию в РДУ. С учетом того, что для выдачи заключения о возможности инсталляции новых СВС и СХД делается обследование СИО в здании, по его итогам разрабатываются также частные технические задания (ЧТЗ) для создания/модернизации элементов СИО в целях дальнейшего (при появлении финансовых возможностей) ее приведения к унифицированной целевой модели.

– Завершение всех производственных мероприятий для полноценного функционирования СВС и СХД «Серверной будущего» 3-х филиалов уровня ОДУ.

2013÷2016 годы и до 2020 года

– Завершение всех производственных мероприятий для полноценного функционирования СВС и СХД «Серверной будущего» всех филиалов уровня ОДУ.

– Закупка оборудования 1-ого шага для филиалов уровня РДУ и поставка его на объекты.

– СМР и ПНР оборудования на объектах согласно плана-графика реализации проекта.

– Закупка оборудования 2-ого шага для создания полноценного проектного решения («Серверная будущего») и поставка его на объект для филиалов уровня РДУ согласно плана-графика реализации проекта.

– Обучение персонала (технических специалистов) филиалов уровня РДУ по соответствующей комплексной программе в целях подготовки к внедрению новых типовых решений.

Перспективная потребность в финансировании проекта

Финансирование работ по созданию ЕТРК ЦОД производится в рамках инвестиционного проекта 5.7 «Программно-технические средства управления и оптимизации работы корпоративных ИТ-систем ОАО «СО ЕЭС», включенного в постоянную структуру инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Кроме инвестиционных расходов для реализации работ по проекту планируются операционные расходы по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» (технический консалтинг, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы).

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах мероприятий и работ по проекту ЕТРК ЦОД, курируемому директором по информационным технологиям, составляет (табл.38):

Таблица 38

Директор по ИТ						
Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ЕТРК ЦОД, в том числе:						
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)					
Работы по ЕТРК ЦОД в составе проекта 5.7 «Программно-технические средства управления и оптимизации работы корпоративных ИТ-систем» (часть I инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС»)	79 564	198 795	206 526	1 649 403		
	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
Консультационные услуги и прочие операционные расходы, связанные с проектом	4 200	15 340	19 800	296 157		

7.4. Создание Системы мониторинга и управления корпоративными ИТ-инфраструктурой и ИТ-сервисами (ИТ-услугами)

Система мониторинга и управления ИТ-инфраструктурой и ИТ-услугами (СМУ) строится как единая интегрированная система мониторинга и управления ИТ-оборудованием и ИТ-услугами, используемыми технологическими и нетехнологическими подразделениями ОАО «СО ЕЭС». Основным эффектом от реализации проекта построения СМУ является оптимальное использование компонент ИТ-инфраструктуры, а также повышение производительности работы персонала ИТ-подразделений, отвечающих за работоспособность компонент ИТ-инфраструктуры.

Эта система обеспечивает:

- связность всех компонент системы для предоставления наиболее полной картины состояния ИТ-инфраструктуры и ИТ-услуг;
- единое пространство для анализа данных и обработки потоков данных для всех элементов ИТ-инфраструктуры и ИТ-услуг;
- совокупную безопасную среду для обмена управляющей информацией в ОАО «СО ЕЭС»;
- оптимизацию затрат на поддержку и содержание ИТ-инфраструктуры и ИТ-услуг.

СМУ на базе ПО IBM Tivoli начала внедряться как система управления ИТ-инфраструктуры в рамках реализации проекта построения мультисервисной сети связи (МСС) ОАО «СО ЕЭС» с 2008 года. В 2010 году СМУ МСС введена в промышленную эксплуатацию.

Использование ПО IBM Tivoli обеспечивает возможность поэтапного развития и увеличения функциональных возможностей этой системы.

Реализацию проекта планируется осуществить до 2016 года. В 2016 году и последующие годы возможно внедрения дополнительных компонент СМУ для целей управления ИТ-услугами.

Финансирование мероприятий и работ по проекту

Финансирование мероприятий и работ по созданию СМУ производится в рамках инвестиционного проекта 5.4 «Сети сбора и передачи телеинформации, Intranet, ЛВС и СКС диспетчерских центров, измерительные комплексы, устройства и приборы для их обслуживания», включенного в постоянную структуру инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Кроме инвестиционных расходов для реализации работ по проекту необходимы операционные расходы по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» (эксплуатационные расходы, технический консалтинг, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы) для организации технической поддержки

функционирования СМУ, обучения персонала блока ИТ по администрированию и эксплуатации СМУ.

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах мероприятий и работ по проекту СМУ на базе ПО IBM Tivoli, курируемому директором по информационным технологиям, составляет (табл.39):

Таблица 39

Директор по ИТ						
Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
СМУ на базе ПО IBM Tivoli, в том числе:						
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)					
Работы по СМУ на базе ПО IBM Tivoli в составе проекта 5.4 «Сети сбора и передачи телеинформации, Intranet, ЛВС и СКС диспетчерских центров, измерительные комплексы, устройства и приборы для их обслуживания» (часть I инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС»)	24 100	22 046	134 000			
	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
Эксплуатационные расходы, техническая поддержка, консультационные услуги и прочие операционные расходы, связанные с проектом	3 850	14 620	до 28 000 в год			

7.5. Развитие многопользовательских средств и систем отображения схем и актуальных параметров электроэнергетического режима операционных зон диспетчерских центров в реальном времени

Многопользовательские системы отображения схем и параметров электроэнергетического режима для автоматической обработки в режиме реального времени параметров энергетических объектов в Системном операторе создаются на видеопроекционном оборудовании фирмы BARCO.

Выбор этого технического решения обусловлен эксплуатационной надежностью и оперативностью вывода информации посредством использования системы динамического отображения данных. Видеосистема состоит из произвольного количества соединенных модулей (кубов) с системой обратного проецирования DLP, диагональю 67 дюймов. Система оптимизирована для эксплуатации в режиме «7 дней в неделю, 24 часа в сутки» в сложных условиях. Сдвоенная резервная лампа обеспечивает 100-процентную надежность.

С 2005 года происходит постепенный переход от ранее использовавшихся мозаичных средств отображения схем и параметров электроэнергетического режима к новому видеопроекционному оборудованию. По состоянию на 01.01.2011 введено в эксплуатацию более 47 видеостен разной конфигурации, состоящих из 525 видеокубов.

Технология проецирования DLP на сегодняшний день уже 8 лет на рынке в промышленном исполнении. Поставщик решения предлагает серию LED-Lit DLP проекторов OL, чтобы обеспечить ключевые потребности для более надежной и комфортной работы пользователей при круглосуточном режиме работы. Для построения системы отображения предлагается LED-Lit (светодиодная подсветка) компании Barco. Комплекс отображения информации состоит из видеостены с проекторами, системой подсветки и охлаждения, программного комплекса управления. Конструктивное исполнение видеокубов позволяет в дальнейшем увеличивать их количество путем добавления к существующим, и тем самым увеличивать информационную емкость систем динамического отображения информации.

Предлагаемое решение обеспечивает улучшение следующих эксплуатационных характеристик, таких как:

- надежность;
- снижение энергопотребления;
- сокращение расходов на техническое обслуживание.

Надежность

В отличие от ламповых систем в линейке OL применена 6 кратная система резервирования. В проекционном модуле содержится 18 светодиодов (6 на красный цвет, 6 на зеленый и 6 на синий). При перегорании одного из светодиодов незначительно падает яркость одного из цветов, и система Sense6 подстраивает остальные цвета под этот на всей видеостене. Таким об-

разом, время наработки светодиодной подсветки увеличилось до 50 000 часов (в отличие от 10 000 часов лампы).

Все компоненты видеокуба более тщательно отбираются на стадии сборки, чтобы обеспечить высокое время наработки на отказ. Проекционный модуль спроектирован с учетом качественного охлаждения элементов для продления общего срока службы модуля. Весь модуль имеет высокую защиту от проникновения пыли.

Ресурс работы составляет: DLP чип – 100 000 часов, светодиодная подсветка – 50 000 часов.

Снижение энергопотребления

Энергопотребление для каждого видео проекционного модуля (видеокуба), работающего в установленном режиме, составляет не более 250 Ватт, в режиме настройки – 390 Ватт, что на 10-15 % ниже предыдущих моделей.

Сокращение расходов на техническое обслуживание

В договоре технической поддержки для обеспечения круглосуточной бесперебойной работы видеопроекционного оборудования предусмотрены периодические профилактические мероприятия, выполняемые в течении года и состоящие из следующих работ:

- замена ламповых модулей через 10 000 часов;
- замена воздушных фильтров;
- диагностика аппаратных средств;
- настройка программного обеспечения;
- оптимизация цветовой однородности видеостены;
- настройка геометрии;
- чистка экранов снаружи и изнутри модуля.

Поэтапной заменой видеопроекционного оборудования DLP на LED-Lit (светодиодная подсветка) компании Varco достигается существенное улучшение эксплуатационных параметров и сокращение эксплуатационных издержек за счет снижения стоимости обслуживания.

Время наработки светодиодной подсветки увеличилось в 5 раз – до 50 000 часов. Вместо воздушного появилась система жидкостного охлаждения. Наряду с высокой защитой от проникновения пыли, это позволит снизить расходы на воздушные фильтры.

Благодаря модульной конструкции механизма проецирования, проектор нового поколения может быть также использован для обновления существующих модулей обратного проецирования, уже установленных в диспетчерских центрах, что снизит затраты при обновлении оборудования.

Финансирование мероприятий и работ

Финансирование мероприятий и работ по созданию и модернизации диспетчерских щитов на базе видеопроекционных кубов Varco и иных многопользовательских средств отображения схем и параметров электроэнергетического режима производится в рамках инвестиционного проекта 5.1 «Видеопроекционные и иные многопользовательские средства отображения схем

и параметров электроэнергетического режима», включенного в постоянную структуру инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Кроме того, в целях организации технической поддержки функционирования видеопроекционных и иных многопользовательских средств отображения схем и параметров электроэнергетического режима осуществляются операционные расходы по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» (эксплуатационные расходы, технический консалтинг, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы).

В инвестиционной программе 2011 года запланированы работы по монтажу и наладке оборудования системы отображения на основе новых проекционных кубов со светодиодной подсветкой компании BARCO в 6 филиалах ОАО «СО ЕЭС» на общую сумму 86 000 тыс.руб.

Основным мероприятием направления на 2012 год является замена мозаичного диспетчерского щита ЦДУ в Исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС». Работы по установке и настройке 60 видеокубов оцениваются в 137 000 тыс.руб.

В перспективе на 2013÷2016 годы планируется оснастить современным видеопроекционным оборудованием все филиалы Системного оператора, снижая при этом затраты на техническое обслуживание.

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах соответствующих мероприятий и работ, курируемых Службой эксплуатации программно-аппаратного комплекса (СЭПАК) и директором по информационным технологиям, составляет (табл.40):

Таблица 40

СЭПАК						
Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Видеопроекционные и иные многопользовательские средства отображения схем и параметров электроэнергетического режима, в том числе:						
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)					
Проект 5.1 «Видеопроекционные и иные многопользовательские средства отображения схем и параметров электроэнергетического режима»	86 000	137 000	120 000	150 000	140 000	150 000
	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
Эксплуатационные расходы, техническая поддержка, консультационные услуги и прочие операционные расходы	39 600	42 000	38 000	35 000	33 000	30 000

§ 8. Инновации в обеспечении безопасности

Учитывая тенденции роста диверсионно-террористических посягательств в отношении объектов инфраструктуры и, в частности, объектов энергетики и связи, обеспечение физической безопасности объектов ОАО «СО ЕЭС», стабильного и надежного функционирования диспетчерских центров и централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России является одной из первоприоритетных задач.

Физическая безопасность диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» обеспечивается проведением следующих мероприятий:

- организацией охраны объектов;
- организацией пропускного и внутриобъектового режима на объектах;
- оснащением объектов комплексами технических средств безопасности, в том числе охранной и пожарной сигнализациями, видеонаблюдением, контролем доступа, оборудованием прямой связи и кнопок экстренного вызова подразделений МВД России и МЧС России;
- оснащением инженерно-техническими средствами защиты зданий и территории объектов ОАО «СО ЕЭС»;
- плановыми периодическими проверками состояния и модернизации инженерно-технической укреплённости объектов ОАО «СО ЕЭС»;
- разработкой и поддержанием в актуальном состоянии нормативно методологической базы, регламентирующей все аспекты обеспечения безопасности диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» и антитеррористической защищенности ОАО «СО ЕЭС» в целом.

Начиная с 2009 года, в ОАО «СО ЕЭС», в целях повышения безопасности и антитеррористической защищенности диспетчерских центров реализуются мероприятия:

- по созданию программно-аппаратных комплексов централизованного мониторинга и управления системами безопасности объекта, обеспечивающих ситуационное управление и помощь в принятии решений в кризисных и чрезвычайных ситуациях;
- по созданию единой системы мониторинга, обеспечивающей информирование в реальном режиме времени о состоянии систем безопасности, противопожарных систем и сигнализации на всех объектах ОАО «СО ЕЭС», с целью оперативного информирования и адекватного реагирования на возникающие чрезвычайные ситуации и возможные террористические акты;
- по интеграции программно-аппаратных комплексов централизованного мониторинга и управления системами безопасности объектов с инженерными системами для повышения надежности и оптимизации взаимодействия дежурных смен охраны и инженерных служб.

Создание программно-аппаратных комплексов централизованного мониторинга и управления инженерными системами и системами безопасности объектов ОАО «СО ЕЭС».

В настоящее время в ОАО «СО ЕЭС» проводится работа по разработке типовых проектных решений «Пост централизованного управления инженерными системами и системами безопасности диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС». Пост централизованного управления представляет собой программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий централизованный контроль и управление основными параметрами инженерных систем и систем безопасности объектов ОАО «СО ЕЭС».

Пост централизованного управления предназначен для оценки текущего состояния всех технических средств безопасности и инженерных систем, определения (из набора заранее разработанных) сценариев реагирования при возникновении нештатной ситуации с целью обеспечения поддержки принятия решения. Предусмотренные сценарии реагирования позволяют минимизировать неблагоприятное влияние «человеческого фактора» в случае возникновения нештатных, аварийных и чрезвычайных ситуаций, минимизировать время по ликвидации и локализации чрезвычайной ситуации, и степени ее последствий.

Создание постов централизованного управления позволит повысить безопасность функционирования зданий ОАО «СО ЕЭС», организовать взаимодействие дежурных смен охраны и инженерных служб, оперативность и адекватность реагирования при возникновении нештатных и чрезвычайных ситуаций. Разработка типовых проектных решений также позволит оптимизировать процесс проектирования при создании систем мониторинга и управления инженерными системами и системами безопасности диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

При создании постов централизованного управления инженерными системами и системами безопасности диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» также проводится модернизация комплекса технических средств безопасности объекта.

План реализации проекта:

Период	Мероприятия
2009÷2010	<ul style="list-style-type: none">– «Пилотное» проектирование и внедрение поста централизованного управления в зданиях исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС».– Создание поста централизованного управления в Филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, ОДУ Центра, ОДУ Юга.– Создание поста централизованного управления в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ
2011	<ul style="list-style-type: none">– Разработка типовых проектных решений «Пост централизованного управления инженерными системами и системами безопасности диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».– Создание постов централизованного управления в филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала, ОДУ Средней Волги, ОДУ Сибири, ОДУ Северо-Запада.

	Создание постов централизованного управления в филиалах ОАО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ, Дагестанское РДУ, Костромское РДУ, Смоленское РДУ
2012	– Создание постов централизованного управления в филиалах ОАО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ, Волгоградское РДУ, Ярославское РДУ, Липецкое РДУ, Кубанское РДУ, Саратовское РДУ
2013÷2016	– Создание постов централизованного управления в оставшихся филиалах РДУ (42 филиала). – Объединение созданных постов централизованного управления филиалов в единую систему мониторинга

Создание единой системы мониторинга систем безопасности всех объектов ОАО «СО ЕЭС» и ситуационного управления в критичных и чрезвычайных ситуациях.

Созданные в филиалах посты централизованного управления инженерными системами и системами безопасности предполагается объединить в единую систему мониторинга и ситуационного управления системами безопасности объектов ОАО «СО ЕЭС» по иерархическому принципу.

Это позволит обеспечить централизованный контроль основных параметров функционирования систем безопасности и жизнеобеспечения всех объектов, своевременно информировать о критичных и чрезвычайных ситуациях на объектах всех ответственных лиц, обеспечит более полным и актуальным объемом информации для принятия решений.

Модернизация и развитие комплекса технических средств безопасности

В настоящее время в соответствии с протоколами совещания у заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Сечина от 21-22.07.2010 № ИС-П9-26пр и рабочего совещания представителей ФСБ России и ОАО «СО ЕЭС» по вопросам обеспечения антитеррористической защищенности проводятся работы по модернизации, усилению и расширению комплексов технических средств безопасности объектов ОАО «СО ЕЭС».

Комплекс строится по модульному принципу. Модули функционируют по единому организационному алгоритму, обладают достаточной надежностью, совместимостью с уже внедренными системами и обеспечивают возможность их наращивания и модификации. В состав модулей комплекса технических средств безопасности входят:

- модуль системы охранного телевидения;
- модуль системы контроля и управления доступом;
- модуль системы охранной сигнализации;
- модуль управления системой.

Организация рубежей защиты объекта осуществляется по эшелонированному принципу. При этом реализуются зоны и рубежи:

- защиты периметра;
- защиты прилегающих зон и внутренних территорий;
- защиты внутренних зон и помещений.

Модернизация комплексов технических средств безопасности заключается в последовательной замене морально устаревающих, не отвечающих современным требованиям в области обеспечения безопасности элементов комплексов, на новые, более функциональные, позволяющие решать задачи обеспечения безопасности с меньшими затратами ресурсов и большим качеством.

Модернизация комплексов осуществляется также в направлении увеличения степени интеграции технических средств безопасности, усовершенствовании аппарата реакций одних технических средств, на события, зафиксированные другими. Модернизация средств безопасности, кроме того, направлена на повышение надежности всего комплекса, посредством обеспечения возможности «горячей» замены компонент, снижения времени технического обслуживания, его необходимости и периодичности в течение срока службы средств, следовательно, и стоимости владения комплексом.

Работы по модернизации комплексов технических средств безопасности проводятся совместно с созданием постов централизованного управления инженерными системами и системами безопасности диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

Финансирование мероприятий и работ по инновациям в технологиях обеспечения безопасности и функционирования инженерных систем в 2011÷2016 годах

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах мероприятий и работ по проектам построения постов централизованного управления и единой системы мониторинга (включая модернизацию комплекса технических средств безопасности), создания единой системы мониторинга систем безопасности всех объектов ОАО «СО ЕЭС» и ситуационного управления в критичных и чрезвычайных ситуациях, модернизации и развитию комплекса технических средств безопасности, приведена в таблице 41.

Таблица 41

Год	2011	2012	2013	2014÷2016
Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)				
Создание программно- аппаратных комплексов централизованного мониторинга и управления системами безопасности и инженерными системами объектов ОАО «СО ЕЭС», включая модернизацию комплекса технических средств безопасности и создание единой системы мониторинга всех объектов ОАО «СО ЕЭС»	100 825	30 326	75 598	220 766

§ 9. Профессиональная готовность персонала. Кадровая и образовательная деятельность

Основу обеспечения функционирования системы диспетчерского управления составляет высококвалифицированный персонал, профессиональная подготовка которого является одним из важнейших направлений деятельности ОАО «СО ЕЭС».

В компании реализована и успешно функционирует система непрерывного образования персонала. Ключевыми направлениями деятельности по повышению профессиональной готовности персонала ОАО «СО ЕЭС» являются:

организация работы с персоналом Общества в соответствии с Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации;

тренажерная подготовка диспетчерского и технологического персонала на базе центров и пунктов тренажерной подготовки в диспетчерских центрах Системного оператора;

организация подготовки, переподготовки, повышения квалификации персонала, в том числе во взаимодействии с ВУЗами;

обеспечение аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, включая:

- организацию предаттестационной подготовки работников исполнительного аппарата и филиалов Общества, профессиональная деятельность которых связана с оперативно-диспетчерским управлением ЕЭС России;
- организацию аттестации Ростехнадзором работников исполнительного аппарата и филиалов Общества, профессиональная деятельность которых связана с оперативно-диспетчерским управлением ЕЭС России;
- автоматизацию контроля предаттестационной подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике.

Направлениями кадровой и образовательной деятельности, обеспечивающей инновационное развитие ОАО «СО ЕЭС», являются:

работа с кадровым резервом;

деятельность по подготовке молодых специалистов.

9.1. Тренажерная подготовка диспетчерского и технологического персонала Системного оператора

9.1.1. Создание и развитие сети центров и пунктов тренажерной подготовки персонала

В целях обеспечения профессиональной подготовки персонала в ОАО «СО ЕЭС» создается сеть центров и пунктов тренажерной подготовки персонала:

в исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС» и филиалах ОАО «СО ЕЭС» уровня ОДУ создаются Центры тренажерной подготовки персонала (ЦТПП);

в филиалах ОАО «СО ЕЭС» уровня РДУ создаются пункты тренажерной подготовки персонала (ПТПП).

Порядок и условия создания ЦТПП и ПТПП определены Системным проектом создания системы тренажерной подготовки диспетчерского персонала ОАО «СО ЕЭС», утвержденным 20.05.2005 заместителем Председателя Правления ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС», и Положением о технической политике ОАО «СО ЕЭС» на период до 2012 года, утвержденным решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 30.01.2009 (протокол № 77), устанавливающим требования к оборудованию ЦТПП и ПТПП.

На базе корпоративной системы подготовки персонала в центрах и пунктах тренажерной подготовки персонала ОАО «СО ЕЭС» в 2010 году проведены:

– 130 специализированных курсов подготовки, на которых прошли обучение 1577 работников ОАО «СО ЕЭС»;

– общесистемные и межсистемные противоаварийные тренировки по отработке действий персонала в условиях, характерных для ОЗП (во всех филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ, исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС»);

– региональные (во всех филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ) и Третьи Всероссийские соревнования профессионального мастерства диспетчерского персонала филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ на базе ЦТПП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги;

– две международные межсистемные противоаварийные тренировки с участием персонала энергосистем стран Балтии и Беларуси на базе ЦТПП исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и с участием персонала НЭК «Укрэнерго» на базе ЦТПП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

Итоги работы по созданию ЦТПП и ПТПП в 2008÷2010 годах

По итогам работы в 2008÷2010 годах созданы все ЦТПП и укомплектованы стандартным набором программных средств:

режимный тренажер диспетчера «Феникс»;

тренажер переключений «TWR12»;

программный комплекс для обучения и проверки знаний «Эксперт-Диспетчер» (далее ПК – «Эксперт-Диспетчер»).

ЦТПП филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и ЦТПП исполнительного аппарата объединены средствами телекоммуникаций в единую сеть, позволяющую проводить межуровневые (ИА – ОДУ) тренировки по ликвидации аварийных ситуаций, затрагивающие операционные зоны нескольких ОДУ. В 2008 году реализован первый проект проведения «дистанционных» межсистемных противоаварийных тренировок.

В ЦТПП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга создана лаборатория цифровых устройств релейной защиты и автоматики энергосистем, оборудованная терминалами РЗА фирм General Electric, Areva, НПП «Экра», высокочастотными постами ПВЗУ-Е и аппаратурой системной автоматики АКА «Кедр». В лаборатории выполнена физическая модель участка энергосистемы с использованием аппаратуры «Ретом-51» (рис.9), позволяющая изучать поведение устройств РЗА при различных повреждениях в сети.



Рисунок 9. – Лаборатория цифровых устройств РЗА в ЦТПП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

В 2009÷2010 годах по договору с ООО «АББ Автоматизация» проведено оснащение нового специализированного класса микропроцессорных устройств РЗА производства АББ.



Рисунок 10. – Специализированный класс цифровых устройств АББ в ЦТПП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

Описание режимного тренажера диспетчера «Финист» (РТД «Финист»)

РТД «Финист» моделирует виртуальную энергосистему ЕЭС России с диспетчерскими центрами, возможные аварийные ситуации в операционных зонах, представляет информацию о протекающих процессах и обеспечивает возможность:

- проводить локальные контрольные и учебные противоаварийные тренировки РДУ;
- проводить межсистемные противоаварийные тренировки РДУ и ОДУ;
- синхронного объединения моделей разного уровня по технологии GRID для проведения тренировок диспетчеров из своего диспетчерского центра без выезда;
- использования в качестве системы отображения информации и системы управления тренажером SCADA-системы Siemens PowerCC, СК-200X, а также любой другой с соответствующей незначительной адаптацией.

Все подсистемы и архитектура нового тренажера разработаны на основе современных стандартов, инструментальных средств и технологий. Структура данных соответствует стандартами серии МЭК 61970, расчетный модуль использует все преимущества современной компьютерной многопоточной архитектуры, модель динамики содержит обширный, постоянно допол-

няющийся список оборудования, в подсистемах телеметрии, автоматик, сценариев, появились новые сущности, такие как система сбора статистики, автоматизированная система оценки результатов тренировки. Усиливается поддержка современных методик проведения тренировок, включая межуровневые, с большим числом участников.

РТД «Финист» использует базу данных в формате CIM (Common Information Model) и совместим по данным со всеми задачами, использующими CIM-XML. Однозначное толкование объектов и элементов CIM-схемы даёт свободную миграцию данных между расчётными и управляющими задачами.

Для хранения данных моделей РТД «Финист» может использоваться база данных ОИК (SCADA) или другое принятое в центре управления хранилище.

Обозначение и различение объектов CIM производится по уникальным идентификаторам. Эти идентификаторы глобальны, поэтому соотнесение объектов в различных расчетных схемах и формах отображения трудности не вызывает. Объем работ при корректировке данных уменьшается в разы, резко уменьшается число ошибок. Обеспечивается адекватность данных после длительного хранения в архивах. Появляется возможность ввода данных в базу оборудования в ходе редактирования графических схем.

РТД «Финист» не имеет ограничений на размер модели, вычислительная мощность наращивается за счет распараллеливания вычислительных процессов.

Спектр моделируемого оборудования покрывает все оборудование в составе операционной зоны диспетчерского центра, описываемое CIM-моделью, находящееся в эксплуатации и существенное для тренировочного процесса.

Обеспечивается как продольное, так и поперечное регулирование трансформаторов. Моделируется сеть постоянного тока.

Поддерживается специальный алгоритм синхронизации для корректной эмуляции работы энергосистемы в нескольких фрагментах (островах).

Стартовое состояние энергосистемы может задавать сеть из нескольких разделенных фрагментов.

Контрольные точки могут быть созданы в любой момент в формате CIM, совпадающем с общим описанием энергосистемы, таким образом просмотр и расчет режима контрольной точки может быть подготовлен в любой программе, работающей с данными формата CIM.

Специальный алгоритм исполнения быстрого потока команд дает возможности эмуляции релейной защиты и интеграции с внешними программными средствами.

Расчетная модель тренажера обеспечивает точность расчета установившегося режима не хуже 2% по параметрам P, Q, U и I, а аварийного режима – не хуже 10% по тем же параметрам. Точность расчета частоты обеспечива-

ется не хуже 0,01 Гц в нормальном режиме и не хуже 0,05 Гц в аварийном. Погрешность моделирования переходных процессов в смысле правильного отображения времени изменения того или иного параметра достигается не хуже 20%.

Существует возможность выполнения нескольких сценариев одновременно, каждый из сценариев может управляться самостоятельно, сценарии могут иметь возможность альтернативного развития событий.

Документированность алгоритмов и совпадение по структуре данных модели РТД «Финист» с моделями энергосистемы в других расчетных задачах позволяет оценить степень корректности применяемых расчетных алгоритмов. Это, в свою очередь, открывает перспективу использования РТД «Финист» в других областях, требующих расчета режима энергосистемы.

В 2008÷2009 годах РТД «Финист» установлен в ЦТПП филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, Средней Волги, Юга, Урала, Сибири, Востока и Северо-Запада, а также в исполнительном аппарате ОАО «СО «ЕЭС».

В исполнительном аппарате и филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, Юга, Центра и Урала РТД «Финист» введен в промышленную эксплуатацию, а в филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, Сибири и Средней Волги – в опытную эксплуатацию. В 2010 РТД «Финист» установлен в ПТПП филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ операционных зон Юга и Средней Волги.

В 2011 году планируется провести работы по внедрению РТД «Финист» в филиалах ОАО «СО ЕЭС» уровня РДУ операционных зон Северо-Запада, Сибири и Востока. Одновременно провести опытную эксплуатацию тренажера в филиалах ОАО «СО ЕЭС» РДУ операционных зон ОДУ Юга и Средней Волги и перейти к их промышленной эксплуатации.

В 2012 году планируется завершить поставки РТД «Финист» в филиалы ОАО «СО ЕЭС» уровня РДУ операционных зон ОДУ Центра и Урала, провести опытную эксплуатацию тренажера в РДУ операционных зон ОДУ Северо-Запада, Сибири и Востока.

В 2013 году планируется завершить опытную эксплуатацию в оставшихся филиалах ОАО «СО ЕЭС» уровня РДУ операционных зон ОДУ Центра и Урала.

Описание тренажера переключений «TWR12»

Тренажеры оперативных переключений (ТОП) предназначены для формирования у обучаемого персонала навыков по управлению коммутационным оборудованием. С помощью ТОП персонал тренируется в выполнении на модели энергообъекта различных заданий типа «Вывод в ремонт» или «Ввод из ремонта в работу» как целых присоединений, так и отдельных элементов оборудования, «Перевод присоединений подстанции с одной системы шин на другую», «Восстановление электроснабжения потребителей после аварийных отключений в сети или на объекте» и т.д.

Универсальный ТОП представляет собой коммутационную модель энергообъекта (подстанции) и набор конкретных схем. Модель содержит

комплекс универсальных программ-сценариев, не зависящих от конкретных схем. Каждая схема описывается совокупностью стандартных элементов (коммутаторов, узлов, специальных устройств), связанных между собой определенным образом (топологически или логически). Каждый элемент, в свою очередь, может подразделяться на несколько типов. Например:

типы коммутаторов – выключатель, разъединитель;

типы узлов (некоммутируемых элементов) – шины, линия, ошиновка, силовые и измерительные трансформаторы, земля, узел-источник, узел-приемник, др.;

типы специальных устройств – АПВ, АВР, синхронизатор, автомат оперативного тока, др.

Группа элементов образует присоединение, группа присоединений объект. Таким образом, отдельные схемы отличаются друг от друга лишь связями между отдельными элементами.

В силу необходимой функциональности современные компьютерные тренажеры по переключениям должны:

1) обеспечивать обучение оперативно-эксплуатационного персонала правильным действиям при работе со сложным электротехническим оборудованием, способствовать выработке у него профессиональных навыков при производстве переключений в нормальных и аварийных ситуациях;

2) работать как в режиме самоподготовки, так и в режиме экзамена, иметь автоматическую систему проверки допустимости разовых операций с коммутационными аппаратами, автоматически вести протокол с фиксацией всех производимых действий и нарушений общих правил переключений;

3) обеспечивать выработку навыков правильного составления бланков переключений, иметь графические редакторы для внесения изменений в электрические схемы и другие графические наглядные материалы;

4) иметь средства для подготовки задач для тренировок и соревнований, для составления различных сценариев аварийных ситуаций.

В настоящее время используемые ТОП не позволяют проводить автоматическую оценку действий диспетчера во время проведения тренировочного занятия. В связи с этим не обеспечивается объективная оценка знаний диспетчера и возможность организации самостоятельных учебных тренировок диспетчеров. В отсутствие автоматической оценки действия диспетчера могут оцениваться только контролирующим лицом, что сложно при существующей загрузке персонала диспетчерского центра.

В 2009÷2010 годах проведена модернизация компьютерной тренажерной системы TWR 12 на основе технологий экспертных систем и систем искусственного интеллекта, которая позволяет полностью автоматизировать оценку тренировок по оперативным переключениям.

В настоящий момент TWR-12 адаптирована к проведению занятий в режиме максимально приближенной к работе диспетчерского персонала и позволяет:

- реализовать сетевой режим работы;
- создавать и печатать цветные мнемосхемы любых размеров;
- легко создавать и сопровождать типовые и противоаварийные тренировки с учетом любых операций, включая РЗА, в режимах обучения, обучения с рейтингом и в режиме экзамена. Во всех режимах пользователь может выполнять любые переключения и сопровождающие их операции при условии, что они не противоречат правилам техники безопасности и требованиям типовых инструкций. Контроль выполняется на основе внутренней базы знаний TWR12, за счет изменения структуры заданного сценария обеспечен полностью автоматический режим оценки результатов тренировочного занятия;
- проводить обучение персонала без создания тренировок – только на основе заложенных в систему баз знаний функционирования РЗА и типовых инструкций по переключениям;
- сопровождать все операции звуковыми и видео эффектами;
- присоединять к схеме базу данных по оборудованию.

Задачами совершенствования TWR12 в 2011÷2013 годах являются:

- 1) решение проблемы подготовки мнемосхем, на которых проводятся переключения. Подготовка мнемосхем требует большого количества ручного труда;
- 2) интеграция TWR12 с схемами электрических сетей и объектов энергосистем, подготовленных в системе ТОПАЗ, используемой диспетчерским персоналом в процессе реальной работы.

Использование формата системы ТОПАЗ для тренажера оперативных переключений TWR12 не представляется возможным ввиду того, что схемы ТОПАЗа не содержат ряда атрибутов, необходимых для работы TWR12. Решение задачи заключается в создании специального конвертора из формата ТОПАЗ в формат TWR12. Первый этап разработки данного конвертора выполнен в ОАО «СО ЕЭС» в 2010 году, однако требуется адаптация и настройка конвертора к конкретным схемам каждого филиала ОАО «СО ЕЭС».

В 2011÷2012 годах проводятся работы по созданию индивидуальных баз данных конвертера форматов в каждом из филиалов ОАО «СО ЕЭС» и обучение персонала филиалов по подготовке тренировок с использованием технологии искусственного интеллекта.

Сведения о ПК «Эксперт-Диспетчер»

ПК «Эксперт-Диспетчер» является вторым инструментальным средством подготовки персонала в ОАО «СО ЕЭС» и предназначен для обучения и проверки знаний. В 2008÷2010 годах проведена модернизация ПК «Эксперт-Диспетчер»:

разработаны программы проверки знаний практически для всех категорий производственно-технологического персонала и отдельные программы

для проверки знаний по охране труда и пожарной безопасности для производственного персонала;

разработан динамический веб-сайт технической поддержки пользователей ПК «Эксперт-Диспетчер» на базе системы «1С-Битрикс: Управление сайтом – Портал». Динамический веб-сайт проходит опытную эксплуатацию и предназначен для оперативной актуализации баз данных и электронной библиотеки программных комплексов, распределенных по филиалам ОАО «СО ЕЭС».

Проведенная модернизация динамического веб-сайта на базе системы «1С-Битрикс: Управление сайтом – Портал» позволила организовать на его базе технологический процесс дистанционного обучения и провести в декабре 2010 года пилотные курсы для оперативных дежурных Ситуационно-аналитического центра (САЦ) и информаторов ОДС по смешанной дистанционно-очной форме обучения.

О проекте проведения «дистанционных» межсистемных противоаварийных тренировок

В 2008 году в ЦТПП исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и Филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада впервые реализован проект проведения «дистанционных» межсистемных противоаварийных тренировок.

Межсистемные противоаварийные тренировки проводятся с присутствием тренирующихся смен диспетчеров на рабочих местах в тренажерном диспетчерском пункте ЦТПП (ПТПП) исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС», филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ (РДУ).

Модель ЕЭС России располагается на сервере исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и управляется инструктором из помещения тренажерного зала ЦТПП исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС». Аналогичное управление моделью энергосистемы своей операционной зоны реализовано и в Филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

Схема организации диспетчерских переговоров в процессе тренировки полностью соответствует реально существующей схеме организации диспетчерских переговоров.

9.1.2. Организация подготовки персонала на базе ЦТПП

В ЦТПП исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» проводятся следующие виды профессиональной подготовки персонала:

- предэкзаменационная подготовка генеральных директоров, заместителей генеральных директоров и главных диспетчеров филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ;
- подготовка заместителей главных диспетчеров, начальников Оперативно-диспетчерских служб и заместителей начальников Оперативно-диспетчерских служб филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ;
- подготовка специалистов Службы технического аудита, Департамента технического контроля исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС»,

Служб технического аудита филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ, служб технической инспекции филиалов ОАО «СО ЕЭС ОДУ и РДУ;

- подготовка диспетчерского персонала исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС и филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ;

- подготовка специалистов Служб оперативного планирования режимов, Служб сопровождения рынка, Служб развития рынка, Служб энергетических режимов, балансов и развития, дежурных инженеров по оперативному планированию режимов исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ;

- подготовка дежурных информаторов исполнительного аппарата и филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ;

- подготовка работников Центра тренажерной подготовки персонала исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и служб «Центр тренажерной подготовки персонала» филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ;

- первоначальная подготовка диспетчеров исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ.

Во всех ЦТПП филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ проводятся следующие виды профессиональной подготовки персонала:

- подготовка диспетчерского персонала филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ;

- предэкзаменационная подготовка директоров, их заместителей и главных диспетчеров филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ;

- подготовка заместителей главных диспетчеров, начальников Оперативно-диспетчерских служб и заместителей начальников Оперативно-диспетчерских служб филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ;

- подготовка специалистов Служб энергетических режимов, балансов и развития, Служб сопровождения рынка и дежурных инженеров по оперативному планированию филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ;

- подготовка дежурных специалистов блока информационных технологий филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ;

- семинары по эксплуатации устройств РЗА в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ;

- семинары по расчетам электрических режимов в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ;

- подготовка специалистов-расчетчиков РЗА филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ согласно специально разработанному графику (ежегодно обучение проводится в двух филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ).

В ряде ЦТПП филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ организованы специализированные всероссийские курсы профессиональной подготовки персонала:

- подготовка диспетчеров исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ (на базе ЦТПП ОДУ Юга).

- первоначальная подготовка диспетчеров филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ (на базе ЦТПП ОДУ Юга и ОДУ Урала);

- подготовка специалистов Служб электрических режимов, Служб перспективного развития и Служб развития и технического перевооружения

исполнительного аппарата и филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ (на базе ЦТПП ОДУ Северо-Запада);

- подготовка руководителей блока информационных технологий филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ (на базе ЦТПП ОДУ Средней Волги);
- образовательная программа по цифровым защитам – в лаборатории ЦТПП ОДУ Юга.

С 2009 года организованы:

- централизованные курсы для обучения специалистов блока информационных технологий;
- проведение предэкзаменационной подготовки как для специалистов технологического блока, так и для персонала нетехнологического блока по охране труда и пожарной безопасности.

Сведения о подготовке производственно-технологического персонала в 2003÷2010 годах в целом по ОАО «СО ЕЭС» приведены на рис.11, на котором отражено количество обученных работников по годам.

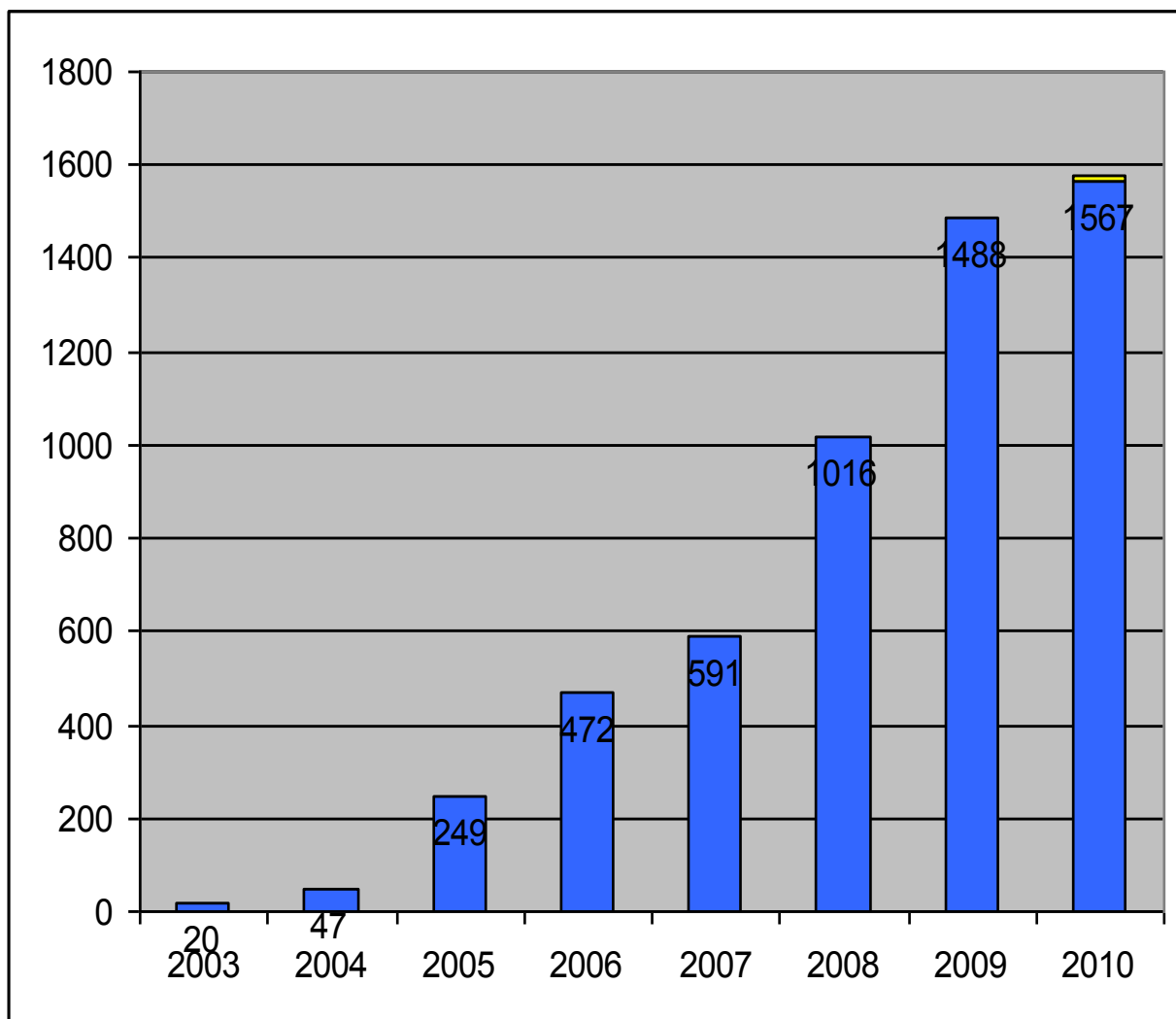


Рисунок 11. – Сведения о подготовке персонала ОАО «СО ЕЭС» в 2003÷2010 гг.

9.1.3. Задачи развития и совершенствования тренажерной подготовки персонала в 2011÷2016 годах и до 2020 года, финансирование работ

Дальнейшее развитие современных электронных методов обучения и совершенствования подготовки диспетчерского персонала в ОАО «СО ЕЭС» в 2011÷2016 годах и до 2020 года будет идти по пути:

совершенствования математической модели ЕЭС России, обеспечивающей моделирование процессов, происходящих в энергосистеме в процессе ликвидации аварийных ситуаций, и реализации механизмов включения в виртуальную модель ЕЭС России операционных зон РДУ, что позволит проводить межсистемные тренировки уровней ОДУ – РДУ из имеющихся ПТПП;

развития образовательной среды в «облачной технологии» и расширения использования технологии e-learning, создания и развития образовательного портала;

обеспечения управляемости модели режимного тренажера со стороны лиц, обеспечивающих функционирование тренажерного комплекса, поскольку число параметров, меняющих свое значение в процессе тренировки (как и в действительности) может достигать нескольких тысяч. Данная ситуация требует разработки специальных механизмов контроля и управления ходом тренировки;

полной автоматизации тренажерных комплексов;

интеграции тренажеров с оперативными информационными комплексами (ОИК) диспетчерских центров различного уровня. Их взаимодействие должно обеспечивать взаимно-однозначное соответствие баз данных по состоянию и режимам работы оборудования энергосистем корректному использованию дорасчетных формул и данных для других технологических задач, используемых конкретным диспетчерским центром в своей работе.

В частности, интеграция тренажерного комплекса и новой системы ОИК SCADA/EMS предусматривает решение следующих задач:

– разработка системы частичной репликации данных из основной SCADA в SCADA центра тренажерной подготовки (необходима репликация SIM-модели, UI, правил LC и выбранных периодов HIS);

– разработка система выгрузки данных из SIM-модели SCADA центра тренажерной подготовки и построение расчетной модели РТД «Финист» на основе этих данных. Данные из SIM-модели должны записываться в файл в формате SIM-XML. Также необходим инструмент для обработки этого файла: удаление излишних данных, не нужных для РТД «Финист», и автоматическое эквивалентирование схемы до нужного класса напряжения. Обработанный файл загружается в SQL базу данных РТД «Финист»;

– реализация возможности выгрузки из HIS за любой период времени оцененного режима для создания режимных модификаций, которые могут быть включены в тренировку или сценарий РТД «Финист»;

– реализация интерфейса приема моделируемой телеметрии от РТД «Финист» в SCADA центра тренажерной подготовки по протоколам rtdbcon

(TCP-IP) и МЭК 60870-5-104, обеспечение приема не менее 10 000 измерений в секунду, обеспечение возможности отключения в тренажерной части SCADA системы достоверизации измерений (дребезг, предельные значения, др.);

- обеспечение ввода управляющих воздействий для тренажера из интерфейса пользователя (UI) SCADA;

- обеспечение передачи в SCADA из РТД «Финист» тренажерного (относительного) времени;

- обеспечение моделирования выхода из строя (отключения) составных частей SCADA как на сервере, так и локально для выбранного клиента, например, отключение LC (Limit Calculator) или направления телеметрии (эмулировать отключение приема части телеметрии);

- обеспечение доступа к рассчитанным в SCADA данным (например, доступ к дорасчетам SCADA, данным LC, специальным параметрам) из тренажера.

В 2011÷2013 годах решаются следующие задачи, обеспечивающие совершенствование процесса подготовки диспетчерского персонала:

- расширение информационной базы образовательного портала ОАО «СО ЕЭС» для обеспечения ее совместимости с информационным хранилищем ПК «Эксперт-Диспетчер»;

- расширение функциональных возможностей образовательного портала ОАО «СО ЕЭС» для поддержки веб-интерфейса тестирования;

- внедрение РТД «ФИНИСТ» в РДУ операционных зон ОДУ Северо-Запада, Сибири и Востока (2011 год) ОДУ Центра и Урала (2012 год);

- развитие единой образовательной среды технологического блока ОАО «СО ЕЭС» на базе сети образовательных порталов в ИА и филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ.

Финансирование мероприятий и работ по развитию и совершенствованию тренажерной подготовки персонала

Финансирование мероприятий по совершенствованию материально-технической базы тренажерной подготовки персонала производится, как правило, в рамках инвестиционного проекта 1.6. «Программно-технические комплексы и средства профессиональной подготовки и аттестации диспетчерского и технологического персонала», включенного в постоянную структуру инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Для финансирования иных мероприятий и работ направления используются средства по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: фонд оплаты труда, юридические, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы (оплата труда преподавателей, проведение обучающих семинаров, развитие учебно-методических пособий, др.)

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах мероприятий и работ по развитию и совершенствованию тренажерной подго-

товки персонала, курируемых подразделениями тренажерной подготовки персонала и Первым заместителем Председателя Правления, составляет (табл.42):

Таблица 42

ЦТПП						
Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Развитие и совершенствование тренажерной подготовки персонала, в том числе:						
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)					
Проект 1.6. «Программно-технические комплексы и средства профессиональной подготовки и аттестации диспетчерского и технологического персонала»	107 923	74 525	30 000	30 000	30 000	30 000
	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
Консультационные услуги и прочие операционные расходы, связанные с деятельностью по тренажерной подготовке персонала, в том числе:	3 400	3 670	20 000	20 000	20 000	20 000
– расходы на техническую поддержку (обслуживание) РТД «Финист» после завершения инвестиционных работ по его созданию и вводу в эксплуатацию	-	-	15 000	15 000	15 000	15 000
– прочие операционные расходы по сопровождению профессиональной подготовки	3 400	3 670	5 000	5 000	5 000	5 000

9.2. Подготовка, переподготовка, повышение квалификации персонала

Нормативными документами, устанавливающим требования к организации повышения квалификации работников ОАО «СО ЕЭС» являются:

Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденные приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49;

Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.03.100.30-002-2009 «Профессиональная подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала», утвержденный приказом ОАО «СО ЕЭС» от 06.11.2009 № 434, устанавливающий следующие сроки прохождения работниками Общества повышения квалификации с отрывом от производства:

- 1 раз в 3 года – для производственно-технологического персонала;
- 1 раз в 5 лет – для непроизводственного персонала, при условии первоочередного удовлетворения потребности в периодичности подготовки производственно-технологического персонала;

Концепция подготовки специалистов блока информационных технологий, утвержденная заместителем Председателя Правления Н.Г. Шульгиным 15.01.2009, далее – Концепция подготовки специалистов ИТ, определяющая задачи, принципы и организацию единой системы обучения специалистов ИТ в Обществе;

Положение о стажировках работников ОАО «СО ЕЭС», утвержденное приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 500.

Организация деятельности по направлению в ОАО «СО ЕЭС» и итоги работы в 2008-2010 годах

Повышение квалификации работников проводится по видам:

- краткосрочное обучение, информационно-консультационные услуги (до 72 часов);
- краткосрочное обучение (72 часа);
- тематические проблемные семинары (от 72 до 100 часов);
- длительное обучение (свыше 100 часов);
- профессиональная переподготовка (свыше 500 часов);
- инструктажи по охране труда, технике безопасности и пожарно-техническому минимуму;
- второе высшее образование.

В мероприятиях по повышению квалификации работников принимают активное участие ВУЗы и иные специализированные образовательные центры, реализующие образовательные программы по повышению квалификации, подготовке и переподготовке кадров. Сведения о сотрудничестве компании с ВУЗами, в том числе по направлению реализации образовательных программ, приведены в разделе 11.1.2 настоящей Программы.

Численность работников Общества, прошедших обучение в 2005-2010 годах (табл.43):

Таблица 43

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Всего обучено человек (% от общей численности персонала)	2 347 (37 %)	1 244 (19 %)	1 753 (29 %)	1 197 (32 %)	2 539 (38 %)	2 052 (28 %)
Из них в ЦТПП Общества (% от числа обученных)	249 (11 %)	476 (38 %)	504 (29 %)	955 (80 %)	1 488 (59 %)	1 546 (75 %)

На основе Концепции подготовки специалистов ИТ в Обществе реализуется единая система подготовки специалистов блока информационных технологий, основными итогами которой является приведение к единообразию программ обучения в Обществе, подготовка персонала по программам, отражающим специфику эксплуатации оборудования и программного обеспечения в ОАО «СО ЕЭС», снижение расходов на обучение.

На основе Положения о стажировках работников ОАО «СО ЕЭС», разработанного в целях обеспечения системного подхода к развитию профессиональных и управленческих знаний, умений и навыков работников Общества, в том числе включенных в состав кадрового резерва, с 2010 года проводятся стажировки работников Общества. В 2010 году организованы стажировки 81 работника филиалов.

С 2007 года ОАО «СО ЕЭС» является членом НП «Корпоративный образовательный и научный центр Единой энергетической системы» (НП «КОНЦ ЕЭС»), в рамках которого реализуются образовательные программы, связанные с профессиональной подготовкой и повышением квалификации административно-управленческого и диспетчерско-технологического персонала.

Направления и задачи совершенствования работы в 2011÷2016 годах и до 2020 года

В соответствии с настоящей Программой устанавливаются следующие направления совершенствования деятельности Общества в сфере подготовки, переподготовки, повышения квалификации персонала:

- 1) Развитие системы стажировок работников Общества;
- 2) Разработка и внедрение обучающих программ для отдельных групп персонала Общества;
- 3) Развитие системы дистанционного обучения;
- 4) Разработка проекта создания и развития отраслевого центра оценки и развития персонала.

Мероприятия на 2013÷2016 годы определяются при актуализации настоящей Программы в 2012÷2013 годах в соответствии с требованиями Стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» «Профессиональная подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала» и с учетом:

изменений штатной численности Общества;

планов внедрения новых деловых процессов и оборудования;
итогов работы в 2011÷2012 годах.

Финансирование мероприятий по направлению

Финансирование мероприятий и работ по направлению «Подготовка, переподготовка, повышение квалификации» производится по статьям сметы затрат функционального направления «Обучение персонала», курируемой Департаментом управления персоналом, директором по управлению персоналом и Первым заместителем Председателя Правления.

В соответствии со сметой затрат ОАО СО ЕЭС» лимит функционального направления «Обучение персонала» в 2009÷2011 годах составляет (табл.44):

Таблица 44

ДУП	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)			
	Год	2009	2010	2011
Всего лимит		68 657	67 389	87 996
из них расходы на стажировки		0	1 163	10 007

Ориентировочная потребность финансирования указанной статьи затрат в 2013÷2016 годах составляет (табл.45):

Таблица 45

ДУП	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)					
	Год	2012	2013	2014	2015	2016
Всего лимит		101 195	116 375	133 831	153 906	176 991
из них расходы на стажировки		12 008	14 410	17 292	20 751	24 901

9.3. Автоматизация контроля предаттестационной подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике

Нормативная база, описание процесса и его значение

К нормативной правовой базе, регулирующей вопросы аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, относятся:

1) Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

2) Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

3) приказ Минпромэнерго России от 20.07.2006 № 164 «Об аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике»;

4) приказ Минпромэнерго России от 20.07.2006 № 165 «Об утверждении рекомендуемых программы и учебного плана предаттестационной подготовки лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, а также рекомендуемого перечня действующих актов в области электроэнергетики, подлежащих изучению в ходе указанной подготовки».

Приказом Минпромэнерго России от 20.07.2006 № 164 утверждены Единые аттестационные требования к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике и Порядок аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике. Одновременно определены следующие основные обязанности ОАО «СО ЕЭС» по аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике:

проведение предаттестационной подготовки (пп. 7, 8, 9 приказа);

представление в установленные сроки в аттестационные комиссии Ростехнадзора документов, необходимых для допуска аттестуемого лица и проведения аттестации (п. 14 приказа), в том числе:

- сведений о технологических условиях работы, объектах диспетчеризации и особенностях управления ими по каждому диспетчерскому центру ОАО «СО ЕЭС»;
- документов, подтверждающих прохождение предаттестационной подготовки и готовности аттестуемого лица к проведению аттестации;

соблюдение условия прохождения переаттестации до истечения пятилетнего срока действия аттестата диспетчера (п. 5 приказа);

обеспечение допуска к работам, связанным с осуществлением оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, только аттестованных лиц в соответствии с трудовым законодательством.

Таким образом, на уровне нормативных правовых актов Российской Федерации установлены требования по проведению аттестации диспетчерского персонала и допуска к самостоятельной работе только аттестованного диспетчерского персонала, а также определена необходимость для ОАО «СО ЕЭС» в проведении с соблюдением установленных сроков постоянной работы по подготовке и аттестации лиц, допускаемых к оперативно-диспетчерскому управлению электроэнергетическими режимами энергосистем.

Итоги работы в 2006÷2010 годах

В связи с выходом приказа Минпромэнерго России от 20.07.2006 № 164 аттестация диспетчеров Системного оператора органами Ростехнадзора проводилась впервые в январе 2007 года.

В дальнейшем с июня 2007 года аттестацию проходили только работники, вновь принимаемые на работу или переходящие на работу в другой диспетчерский центр.

На основе опыта проведения в 2007÷2009 годах предаттестационной подготовки и аттестации диспетчерского персонала ОАО «СО ЕЭС» в 2010 году разработано техническое задание на создание специального программного продукта для комплексного решения вопросов контроля и организации процесса подготовки к прохождению аттестации диспетчеров.

Направления и задачи совершенствования деятельности в 2011÷2013 годах и на перспективу

Основными задачами на 2011÷2013 годы и на перспективу являются:

- проведение в 2011÷2012 годах предаттестационной подготовки и переаттестация основного состава диспетчерского персонала в связи с истечением пятилетнего срока действия аттестатов, выданных в 2007 году;
- совершенствование инструментария, обеспечивающего контроль и организацию процесса предаттестационной подготовки и прохождения аттестации.

В 2011÷2012 годах на основе технического задания, разработанного в 2010 году, планируется создание и внедрение программного комплекса «Автоматизированный мониторинг подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике». Особенностью создаваемого продукта является совмещение задач базы данных (справочника) и инструмента для организации и контроля выполнения установленных требований об аттестации диспетчерского персонала.

База данных в составе программного комплекса должна содержать следующую информацию:

- нормативные правовые акты, знание которых обязательно в соответствии с Едиными аттестационными требованиями к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике;
- сведения о технологических условиях работы каждого из диспетчерских центров Системного оператора, объектах диспетчеризации и особенностях управления ими;
- утвержденные вопросы и варианты ответов к ним, используемые при аттестации;
- сведения о работниках диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС», подлежащих аттестации в комиссиях органов Ростехнадзора;
- перечень органов Ростехнадзора, проводящих аттестацию работников диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

Программное обеспечение в составе программного комплекса должно обеспечивать:

- мониторинг и контроль проведения подготовки, аттестации и выдачи Аттестатов диспетчеров работникам ОАО «СО ЕЭС», проведения периодической аттестации персонала, своевременного прохождения ими повышения квалификации, допуска к работе только аттестованных лиц в едином интерфейсе, обеспечивающем наглядное представление и возможность оперативного контроля на всех уровнях;
- сбор исходных данных для систематизации сведений о технологических условиях работы диспетчерских центров, об электроэнергетических режимах, объектах диспетчеризации в закрепленной операционной зоне и особенностях управления ими, для принятия решений о необходимости их корректировки с учетом результатов прохождения аттестации работниками диспетчерских центров;
- контроль внесения необходимых изменений в сведения о технологических условиях работы диспетчерских центров;
- своевременность актуализации перечней документов, сведений и вопросов, используемых при аттестации лиц, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.

Основным эффектом разработки, внедрения и поддержания в актуальном состоянии программного комплекса является повышение качества профессиональной подготовки диспетчерского персонала как важного элемента обеспечения параметров надежности и качества функционирования энергосистемы, снижения рисков аварий и иных нарушений, улучшения управляемости ЕЭС.

В 2013÷2016 годах и на перспективу совершенствование инструментария, обеспечивающего контроль и организацию процесса предаттестационной подготовки и прохождения аттестации, связывается с развитием про-

граммного комплекса «Автоматизированный мониторинг подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике», созданного в 2011 году.

Ориентировочная потребность инвестиционного финансирования в 2011÷2016 годах соответствующих мероприятий и работ, курируемых Департаментом технического аудита и Директором по техническому контроллингу, составляет (табл.46):

Таблица 46

ДТА							
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)							
Проект 1.5. ««Проектные работы, программные и технические комплексы мониторинга, технического контроля и анализа готовности диспетчерских центров и объектов электроэнергетики к обеспечению надежного функционирования энергосистемы»							
Создание программного комплекса «Автоматизированный мониторинг подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике»		3 000	-	-	-	-	-

9.4. Работа с кадровым резервом

Описание и направления деятельности, ее значение

Целью работы с кадровым резервом в ОАО «СО ЕЭС» является формирование оптимальной профессионально-квалификационной структуры персонала, соответствующей миссии и стратегии Общества.

Для обеспечения непрерывности выполнения основных функций Системного оператора по обеспечению надежной работы ЕЭС России необходимо гарантированное замещение в кратчайшие сроки возникающих вакансий на ключевых должностях, в особенности в технологическом блоке и блоке информационных технологий.

Работа с кадровым резервом призвана обеспечивать:

- своевременность замещения вакантных должностей;
- преемственность в управлении;
- сохранение накопленного профессионального опыта коллектива;
- качество квалификационной подготовки персонала;
- обеспечение постоянного профессионального роста персонала Общества;
- сохранение и развитие кадрового потенциала Общества;
- повышение эффективности управления структурными подразделениями Общества;
- создание механизма ротации персонала ОАО «СО ЕЭС».

При подготовке кадрового резерва применяется дифференцированный подход: выделены группы должностей кадрового резерва по функциональному признаку (IT, технологический блок, финансово-экономической деятельности и общий блок), по уровню управления и по виду резерва.

Основными деловыми процессам работы с кадровым резервом в Обществе являются:

- 1) планирование потребности в кадровом резерве;
- 2) отбор в кадровый резерв и управление списками резервистов;
- 3) подготовка резервистов;
- 4) определение готовности резервиста к замещению должности;
- 5) введение в должность и адаптация резервиста.

Итоги работы в 2008÷2010 годах

В 2008÷2010 годах реализован комплекс работ по построению и развитию системы кадрового резерва в Обществе и выполнены мероприятия по работе с кадровым резервом.

Основные итоги работы по построению и развитию системы кадрового резерва в Обществе в 2008÷2010 годах:

разработаны и введены в действие следующие документы, регламентирующие работу с кадровым резервом:

- Концепция системы кадрового резерва ОАО «СО ЕЭС»;
- Положение о работе с кадровым резервом ОАО «СО ЕЭС»;
- Положение о наставничестве в ОАО «СО ЕЭС»;
- Положение о стажировках в ОАО «СО ЕЭС»;

запущены процессы отбора, подготовки и перемещения резервистов;

разработана и запущена корпоративная программа обучения «Школа кадрового резерва» ОАО «СО ЕЭС», в рамках которой в 2008÷2010 годах прошли подготовку 104 человека;

запущен проект по разработке системы обучения с использованием информационных технологий в целях подготовки резервистов.

Корпоративная программа обучения «Школа кадрового резерва» ОАО «СО ЕЭС» предусматривает проведение семинаров обучающего цикла, цель которых – повышение управленческой квалификации руководителей различного уровня, углубление теоретических знаний в области управления и овладение конкретными инструментами управленческой деятельности, повышение компетентностей в ситуационном анализе, управлении конфликтами, выстраивании эффективных внутрикорпоративных и внешних коммуникаций, необходимых для успешного решения текущих управленческих задач и профессионального продвижения. В период межсессионной работы участники Школы кадрового резерва занимаются разработкой предложений по модернизации управленческих и производственных процессов ОАО «СО ЕЭС», осваивают специальную литературу.

Основные итоги работы с кадровым резервом в 2008÷2010 годах:

на начало 2011 года в кадровом резерве находится более 900 работников Общества;

за 2008 год из актуального списка кадрового резерва всего на другую должность переведено 39 работников, из них 33 работника повышены в должности (на целевые должности кадрового резерва);

за 2009 год из актуального списка кадрового резерва всего на другую должность переведено 78 работников, из них 35 работников повышены в должности (на целевые должности кадрового резерва);

за 2010 год выполнены 14 кадровых продвижений в филиалах на целевые должности кадрового резерва среди работников, прошедших подготовку по программе Школа кадрового резерва ОАО «СО ЕЭС» для филиалов РДУ.

Направления и задачи совершенствования работы в 2011÷2016 годах и до 2020 года

В рамках совершенствования работы с кадровым резервом в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года необходимо решить следующие задачи:

- развитие и совершенствование методологической базы по технологиям и инструментам работы с кадровым резервом;

- формирование и актуализация схем преемственности, деревьев карьеры и интеграция их в процессы планирования потребностей в кадровом резерве и ротации персонала Общества;
- развитие механизмов межфилиальных перемещений резервистов и повышение мобильности трудовых ресурсов при замещении вакантных должностей;
- формирование единой корпоративной программы повышения квалификации резервистов и сквозных программ развития резервистов от низшего до высшего уровня управления;
- дополнение существующих инструментов подготовки резервистов системой дистанционного обучения с набором курсов, разработанных в соответствии с современными стандартами и требованиями;
- внедрение системы управления обучением (learning management system – LMS) на основе программного комплекса WebTutor;
- внедрение механизмов создания интерактивных учебных материалов внутренними силами Общества;
- формирование интерактивной базы данных «Кадровый резерв», позволяющей оперативно получать доступ к актуальной информации о нахождении работника в кадровом резерве, отслеживать историю его развития, перемещений, текущего состояния и развития необходимых компетенций;
- автоматизация процессов работы с кадровым резервом (отбора, оценки, тестирования и обучения);
- разработка и реализация образовательной программы для кадрового резерва на должности руководителей среднего и высшего звена.

Финансирование мероприятий по направлению

Финансирование мероприятий и работ по направлению «Работа с кадровым резервом» производится, как правило, по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: фонд оплаты труда, юридические, информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, прочие услуги, прочие расходы.

Ориентировочный расчет потребности в финансировании на 2011÷2016 годы мероприятий и работ по направлению, курируемых Департаментом управления персоналом и директором по управлению персоналом, приведен в таблице 47.

Таблица 47

ДУП	тыс.руб. без НДС					
	Год	2011	2012	2013	2014	2015
Работа с кадровым резервом, в том числе:	26 500	30 000	32 300	38 832	46 600	55 919
	Смета затрат					
<i>Обучение и развитие работников, включенных в состав внутреннего кадрового резерва (выполнение мероприятий, предусмотренных планом развития)</i>	18 900	20 000	21 200	25 440	30 530	36 635
<i>Межфилиальные перемещения работников Общества, в том числе прием и перемещение молодых специалистов</i>	5 400	6 000	6 300	7 632	9 158	10 990
<i>Стажировки для работников в рамках подготовки кадрового резерва</i>	2 200	4 000	4 800	5 760	6 912	8 294
Развитие системы кадрового резерва, в том числе:	12 500	13 300	15 380	14 607	15 783	16 412
	Смета затрат					
<i>Разработка программ обучения, дистанционных курсов, развитие технологий отбора, развития и оценки резервистов</i>	12 500	13 000	13 780	14 607	15 483	16 412
	Инвестиционная программа					
<i>Автоматизация процессов управления кадровым резервом (инвестиции)</i>	-	300	1 600	-	300	-
ИТОГО по работе с кадровым резервом и развитию системы кадрового резерва	39 000	43 400	47 680	53 439	62 383	72 331

9.5. Подготовка молодых специалистов

Подготовка молодых специалистов для системы оперативно- диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляется по направлениям:

профессиональное образование студентов ВУЗов;

профессиональная адаптация молодых специалистов – выпускников ВУЗов.

9.5.1. Профессиональное образование студентов

Описание деятельности и ее значение

Деятельность по профессиональному образованию студентов направлена на удовлетворение потребности ОАО «СО ЕЭС» в квалифицированных молодых специалистах, ориентированных и мотивированных на длительную успешную работу и возможный карьерный рост в Системном операторе.

Указанная деятельность включает в себя:

– отбор студентов на конкурсной основе для последующего обучения по специализированным или дополнительным образовательным программам на старших курсах или в магистратуре профильного ВУЗа;

– заключение договоров с опорными ВУЗами на оказание образовательных услуг студентам, отобранным на конкурсной основе, и заключившим с ОАО «СО ЕЭС» договор с обязательством трудоустроиться в Системный оператор по окончании учебы и отработать не менее 2 (Двух) лет;

– организацию разработки специализированных образовательных (магистерских) программ очного обучения и учебно-методических материалов (комплексов), входящих в них дисциплин;

– участие работников Системного оператора в работе Учебно- методических объединений (УМО) для формирования учебных планов обучения студентов;

– участие работников Системного оператора в преподавательской деятельности;

– организацию проведения практических занятий и прохождения практики на базе филиалов ОАО «СО ЕЭС»;

– организацию консультаций при подготовке дипломных работ и магистерских диссертаций на актуальные темы из области оперативно- диспетчерского управления энергосистемами;

– участие работников Системного оператора в работе Государственных экзаменационных комиссий;

– организацию научно-практических студенческих конференций по вопросам электроэнергетики с участием молодых специалистов Системного оператора.

Указанная деятельность реализуется с опорными ВУЗами через механизмы соглашений о долгосрочном сотрудничестве, в рамках которых определяются базовые кафедры и объем сотрудничества (раздел 11.1.2 Программ-

мы). В ходе взаимодействия специалистов профильных подразделений компании с базовыми кафедрами формируются специализированные образовательные программы, требования к профессорско-преподавательскому составу и отчетности о ходе обучения.

Кроме того, к указанной деятельности относятся мероприятия по профессиональной ориентации старших школьников.

Итоги работы по профессиональному образованию студентов в 2008÷2010 годах

С 2008 по 2010 год ВУЗаами выпущено 45 молодых специалистов из числа студентов, обучавшихся по специализированным программам подготовки в рамках сотрудничества с ОАО «СО ЕЭС».

Данные о трудоустройстве указанных студентов приведены в таблице 48.

Таблица 48

Опорный ВУЗ, выпустивший молодого специалиста по специализированной программе подготовки ОАО «СО ЕЭС»	Сведения о местах трудоустройства выпускников ВУЗа					
	Кол-во выпускников	в том числе:				
		СО ЕЭС	Учебные и научные организации	Субъекты электроэнергетики	Организации, обслуживающие отрасль	Иные
Национальный исследовательский Томский политехнический университет (НИ ТПУ)	10	9	1 в ОАО «НИИПТ»			
Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (УрФУ)	11	4	2 в УрФУ		3	2
Ивановский государственный энергетический университет имени В.И.Ленина (ИГЭУ)	7	7				
Северо-Кавказский государственный технический университет (СКГТУ)	10	2		2		6
Южно-Российский государственный технический университет (ЮРГТУ)	7	2		1	1	3
Итого	45	24	3	3	4	11

Итоги специализированных программ подготовки студентов в рамках сотрудничества с ОАО «СО ЕЭС» в 2008÷2010 годах показывают их высокую эффективность: более 75 % выпускников ВУЗов при трудоустройстве

избрали электроэнергетику – 34 человека, из них 25 человек трудоустроились в ОАО «СО ЕЭС» и его ДЗО (ОАО «НИИПТ»).

Направления и задачи совершенствования работы в 2011÷2016 годах и до 2020 года и финансирование мероприятий по профессиональному обучению студентов

Основными задачами совершенствования деятельности по профессиональному обучению студентов являются:

- унификация и актуализация специализированных образовательных программ и входящих в них учебных дисциплин с учетом существующих и предполагаемых в будущем потребностей Системного оператора, а также современных научных достижений и технических решений, разработка квалификационных требований к выпускникам профильных вузов;
- участие Системного оператора в модернизации материально-технической базы и лабораторного оборудования опорных ВУЗов с целью актуализации состава оборудования и проведения практических занятий в условиях, максимально приближенных к реальным;
- отбор и обучение не менее 50 студентов для последующего трудоустройства в филиалы ОАО «СО ЕЭС».

Финансирование деятельности по профессиональному обучению студентов производится, как правило, по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, расходы на рекламу, прочие услуги, прочие расходы.

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах указанных расходов, курируемых Департаментом управления персоналом и директором по управлению персоналом, отражена в таблице 49.

Таблица 49

ДУП	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)						
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы всего		12 200	21 700	22 700	23 700	24 600	25 500

Итоги работы по профессиональной ориентации старших школьников в 2007÷2010 годах

Деятельность по профессиональной ориентации старших школьников направлена на информирование школьников и их родителей о видах профессиональной деятельности в электроэнергетике, условиях труда, перспективах профессионального и карьерного роста в Системном операторе. Предоставляемая информация необходима для осуществления старшими школьниками осознанного самостоятельного выбора будущей профессии, который обеспечит мотивацию молодых людей на приобретение профессиональных знаний и практических навыков. Высокая заинтересованность в будущей профессии на ранней стадии получения профессионального образования дает стимул к более подробному изучению специальных дисциплин в школе и при обуче-

нии на первых курсах ВУЗа. Одним из эффектов деятельности по профессиональной ориентации являются высокие результаты выпускников школ на вступительных экзаменах в ВУЗы, а также высокий уровень успеваемости при обучении в высшем учебном заведении.

Деятельность по профессиональной ориентации включает:

- предоставление информации о Системном операторе школьникам и родителям через проведение дней открытых дверей в филиалах и доклады на родительских собраниях старших классов;

- участие работников Системного оператора в качестве экспертов при отборе старшеклассников для обучения в специализированных классах, а также при оценке результатов тематических олимпиад, конкурсов, заявок на стипендии и гранты;

- формирование специализированных «энергетических» классов (групп) и непосредственное участие работников Системного оператора в преподавании отдельных дисциплин в таких классах.

Основным партнером ОАО «СО ЕЭС» и организатором мероприятий является Благотворительный фонд «Надежная смена». Партнерами ОАО «СО ЕЭС» в деятельности по профессиональной ориентации старших школьников являются:

- образовательные учреждения среднего образования;
- профильные ВУЗы или соответствующие институты (кафедры);
- учреждения дополнительного образования и центры детского и юношеского творчества.

С 2007 по 2010 год Системный оператор принял участие в следующих мероприятиях, направленных на профессиональную ориентацию и довузовскую подготовку старших школьников.

2007 год.

В МАОУ «Гимназия № 47» (г. Екатеринбург) в составе технологического класса на конкурсной основе сформирована «энергетическая» группа из 16 человек, в обучении которых принимают участие преподаватели ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет – УПИ» (УГТУ-УПИ), в настоящее время – ФГАОУ ВПО «Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (г. Екатеринбург).

В МОУ «Лицей при Томском политехническом университете» (г. Томск) при участии специалистов Филиала ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ произведен отбор среди школьников, закончивших 9-й класс, в профильную группу из 8 человек, которой предоставлена возможность проведения практических занятий на лабораторном оборудовании в ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (г. Томск).

2008 год.

В УГТУ-УПИ (г. Екатеринбург) при организационной и информационной поддержке Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала состоялась первая региональная олимпиада по математике, физике и химии. Участниками стали

более 500 школьников Свердловской, Пермской, Тюменской, Челябинской, Курганской областей и г. Екатеринбурга. Победителями признаны ученики из 24 школ. Успешные результаты олимпиады засчитывались как результаты экзаменов по соответствующим предметам при поступлении в УГТУ-УПИ.

2009÷2010 годы.

В шести образовательных учреждениях – МАОУ «Гимназия № 47», МОУ «Лицей № 130» (г. Екатеринбург), МОУ «Лицей при Томском политехническом университете» (г. Томск), МОУ лицей «Технический» (г. Самара), МОУ «Лицей № 7» (г. Новочеркасск), лицее СевКавГТУ (г. Ставрополь) открыты «энергетические» классы, в которых обучается 68 человек.

Проведены региональные предметные олимпиады, в которых приняли участие около 1 000 старшеклассников из школ Свердловской, Томской, Тюменской, Курганской, Челябинской областей, Пермского края, г. Екатеринбурга.

Организована межрегиональная интернет-олимпиада «Юный энергетик» с участием более 1 000 старшеклассников из Свердловской, Томской, Самарской, Псковской областей, Пермского края, Республики Бурятия, г. Екатеринбурга.

Совершенствование деятельности по профессиональной ориентации старших школьников в 2011÷2016 годах и до 2020 года предполагает осуществление следующих мероприятий:

- создание и поддержка специализированных классов или групп при каждом ключевом профильном ВУЗе во всех федеральных округах Российской Федерации;
- развитие и модернизация материально-технической базы образовательных учреждений и центров детского и юношеского творчества для проведения практических занятий со старшеклассниками;
- повышение статуса региональных и межрегиональных олимпиад по электроэнергетике для получения победителями льгот, предусмотренных действующим законодательством.

Таблица 50

Количество магистрантов и студентов, обучающихся и планируемых к обучению в ВУЗах в 2012÷2014 годах

Параметры	Выпуск		
	2012год	2013 год	2014 год
Потребность в выпуске магистрантов/ студентов, чел.	48	56	38
Кол-во магистрантов/ студентов, обучающихся в ВУ-Зах по набору 2010-2011 гг., чел.	52	15	-
Кол-во магистрантов/ студентов, планируемых к обучению в ВУЗах по набору 2012 г., чел.	-	41	8*
ИТОГО	100	115	46
Примечание:			
*Обучение 30 магистрантов/ студентов в ВУЗах планируется осуществить по договорам 2013 года			

В настоящее время заключен договор на обучение студентов с ГОУ ВПО «Южно-Российский государственный технологический университет (НПИ)» на обучение в 2010÷2011 годах по специализированной дополнительной магистерской программе. В 2011 году планируется заключить договоры на обучение студентов в 2011÷2012 годах по дополнительным специализированным магистерским программам со следующими ВУЗами:

Таблица 51

№	Наименование ВУЗа	Магистерская программа	Срок обучения
1	ГОУ ВПО «Томский политехнический университет»	«Управление режимами электро-энергетических систем»	2011÷2012
2		«Управление режимами электро-энергетических систем»	2011÷2013
3	ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»	«Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическими системами»	2011÷2012
4		«Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»	2011÷2012
5	ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»	«Диспетчерское управление энергосистемами»	2011
6		«Диспетчерское управление энергосистемами»	2011÷2012
7	ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им.В.И. Ленина»	«Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическими системами»	2011÷2012
8		«Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»	2011÷2012
9	ГОУ ВПО «Северо-Кавказский государственный технический университет»	«Кибернетическое управление электроэнергетическими системами»	2011÷2012
10	ГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет»	«Управление режимами электро-энергетических систем»	2011÷2012

Финансирование деятельности по профессиональной ориентации старших школьников производится, как правило, по различным статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС»: информационные, консультационные услуги, прочие услуги сторонних организаций, расходы на рекламу, прочие услуги, прочие расходы. Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах указанных расходов, курируемых Департаментом управления персоналом и директором по управлению персоналом, составляет:

Таблица 52

ДУП	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)						
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы всего		9 400	10 500	11 550	13 860	16 630	19 950

9.5.2. Профессиональная адаптация молодых специалистов

При трудоустройстве молодых специалистов, окончивших высшее учебное заведение, возникает необходимость их адаптации на рабочем месте и по возможности быстрое включение в рабочие процессы деятельности Системного оператора. Это требует решения бытовых вопросов, связанных с переездом и обустройством на новом месте, организационных вопросов, связанных с обеспечением рабочего места и предоставлением необходимого оборудования и материалов, а также обеспечения ознакомления нового работника с трудовым коллективом, функциональными задачами, нормативной базой и т.п.

Трудовым кодексом Российской Федерации и локальными нормативными актами Общества предусмотрены выплаты (надбавки к окладу) молодым специалистам в течение шести месяцев с даты трудоустройства для компенсации затрат на переезд и обустройство на новом месте работы.

В план испытания при приеме на работу каждого специалиста в обязательном порядке включается адаптационный период, ориентировочно длящийся две недели. В течение адаптационного периода молодой специалист под началом руководителя соответствующего структурного подразделения или иного назначенного работника знакомится с историей Системного оператора, его структурой, органами управления, локальными нормативными актами по различным видам деятельности, внутренними документами своего структурного подразделения, функциями и задачами смежных структурных подразделений и т.д. В течение адаптационного периода оборудуется рабочее место молодого специалиста, которое обеспечивается всем необходимым оборудованием (вычислительная техника, средства связи) и материалами.

По общему правилу функции наставника для молодого специалиста выполняет руководитель его структурного подразделения. Локальные нормативные акты ОАО «СО ЕЭС» предусматривают возможность наставничества через назначение на выполнение этих функций работника структурного подразделения или работника из группы кадрового резерва. Выполнение функций наставника является дополнительной трудовой функцией, которая предусматривает надбавку к окладу в зависимости от уровня и формы наставничества.

Основным направлением совершенствования деятельности по профессиональной адаптации является совершенствование образовательных программ студентов с включением процессов ознакомления с будущим рабочим местом в производственную практику и иные виды практической деятельности студента.

Финансирование деятельности по профессиональной адаптации молодых специалистов производится, как правило, за счет средств фонда оплаты труда, а также по некоторым другим статьям сметы затрат, за счет которых финансируется деятельность по совершенствованию образовательных программ студентов ВУЗов.

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах указанных расходов, курируемых Департаментом управления персоналом и директором по управлению персоналом, составляет (табл.53):

Таблица 53

ДУП	Смета затрат (тыс.руб. без НДС)						
	Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Расходы всего		8 250	9 500	11 400	13 600	16 400	19 700
из них расходы на оплаты труда		6 700	7 820	9 340	11 100	13 320	16 280

9.6. Формирование мотивации к профессиональной деятельности, связанной с оперативно- диспетчерским управлением в электроэнергетике, средствами корпоративной культуры

Корпоративная культура организации является мощным стратегическим инструментом, позволяющим ориентировать все подразделения и отдельных лиц на общие цели, мобилизовать инициативу работников и обеспечить продуктивное общение между ними на основе передачи основных ценностей, убеждений, традиций, идеологии, определяющих профессиональную мотивацию к труду в системе оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

В 2011÷2016 годах и на период до 2020 года в рамках деятельности по формированию мотивации к профессиональной деятельности, связанной с оперативно- диспетчерским управлением в электроэнергетике, планируется организовать выпуск юбилейных изданий, подготовить и провести иные мероприятия к следующим датам (табл.54):

Таблица 54

Год	Событие
2011	90 лет системе оперативно-диспетчерского управления в энергетике
2012	Юбилей ОАО «СО ЕЭС» – 10 лет
	Юбилей Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра – 10 лет
	Юбилей Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала – 70 лет
2017	Юбилей Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга – 60 лет
2018	Юбилей Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока - 50 лет
2019	Юбилей Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири – 60 лет
2020	Юбилей Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги – 60 лет

Ориентировочная потребность в финансировании в 2011÷2016 годах определяется тарифными решениями, принимаемыми по результатам представления обосновывающих материалов по статьям сметы затрат на основании предложений Департамента внешних связей (ДВС), Отдела протокола и Директора по внешним связям.

§ 10. Энергосбережение, энергоэффективность, экологичность

10.1. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности является приоритетным направлением деятельности ОАО «СО ЕЭС» и рассматривается как важная составляющая инновационного развития компании.

В 2009 году проведено комплексное энергетическое обследование ОАО «СО ЕЭС». Обследование выполнено с привлечением ООО «Консультационная фирма «М-РЦБ» (г. Москва) по договору от 23.06.2009 № 96-09/Усл-09. Результаты работ согласованы Ассоциацией Рационального Использования Энергоресурсов «Межотраслевая Ассоциация Энергоэффективность и Нормирование» АРИЭР «МАЭН» (г. Москва). В рамках обследования выполнено инструментальное и визуальное обследование систем электроснабжения, теплоснабжения, водоснабжения, отопления, вентиляции, кондиционирования зданий и сооружений ОАО «СО ЕЭС», а также собрана необходимая информация, проведена оценка энергопотребления, выявлены потери и нерациональное использование энергоресурсов, сформирован и выдан отчет.

По результатам комплексного энергетического обследования разработана Программа энергосбережения ОАО «СО ЕЭС» на 2010÷2012 годы, одобренная решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 19.02.2010 (протокол № 87). В настоящее время и на период до 01.01.2013 реализуются конкретные мероприятия, установленные указанной программой.

Нормативная правовая база деятельности

Задачи и содержание деятельности по энергосбережению и повышению энергоэффективности ОАО «СО ЕЭС» определяются нормативными правовыми актами Российской Федерации, в том числе:

Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

постановления Правительства Российской Федерации:

- от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
- от 25.01.2011 № 18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений.»;
- от 25.01.2011 № 19 «Об утверждении Положения о требованиях, предъявляемых к сбору, обработке, систематизации, анализу и использованию энергетических паспортов, составленных по ре-

зультатам обязательных и добровольных энергетических обследований»;

распоряжение Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 1830-р «Об утверждении плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации»;

приказы ФСТ России:

- от 25.08.2010 № 402-э «Об установлении требований к программе в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «СО ЕЭС» на 2010÷2012 годы»;
- от 26.10.2010 № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;

приказ Минэнерго России от 19.04.2010 № 182 «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации...».

Целевые показатели программы энергосбережения и энергоэффективности ОАО «СО ЕЭС» на 2010÷2012 годы

Приказом ФСТ России от 25.08.2010 № 402-э установлены следующие целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно быть обеспечено в ходе реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «СО ЕЭС» на 2010÷2012 годы:

- 1) оснащенность зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности ОАО «СО ЕЭС» приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии;
- 2) сокращение удельного расхода электрической энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности ОАО «СО ЕЭС» на 1 м² площади указанных помещений;
- 3) сокращение удельного расхода тепловой энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности ОАО «СО ЕЭС» на 1 м³ объема указанных помещений;
- 4) сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых ОАО «СО ЕЭС» для осуществления регулируемых видов деятельности на 1 км пробега автотранспорта.

Итоги энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «СО ЕЭС» в 2010 году, мероприятия на 2011÷2012 годы и ожидаемые результаты до 2013 года

Программа энергосбережения ОАО «СО ЕЭС» на 2010÷2012 годы содержит характеристики энергопотребления объектов, описание инженерных систем и анализ состояния энергосбережения, описание планируемых энергосберегающих мероприятий и их технико-экономическое обоснование, а также определяет, что мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности финансируются в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

В соответствии с Программой энергосбережения ОАО «СО ЕЭС» на 2010÷2012 годы выполнены следующие мероприятия в 2010 году:

- обеспечен учет требований энергосбережения и повышения энергетической эффективности при проектировании, строительстве и эксплуатации зданий, сооружений и инженерных систем;
- здания и сооружения, принадлежащие ОАО «СО ЕЭС» на правах собственности, обеспечены приборами коммерческого учета энергетических ресурсов в полном объеме;
- достигнутое сокращение удельного расхода электрической и тепловой энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности ОАО «СО ЕЭС», составило (за 2010 год): электрической энергии 10,6 кВт·ч/м², тепловой энергии 0,002 Гкал/м³.

В 2010 году сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых ОАО «СО ЕЭС» для осуществления регулируемых видов деятельности, не предусматривалось. Это объясняется тем, что на балансе ОАО «СО ЕЭС» находится 4 единицы автомобильного транспорта, выведенного из эксплуатации и подлежащего списанию в I квартале 2011 года.

В 2011÷2012 годах действующей Программой предусматриваются:

- повышение эффективности осветительных установок: применение светодиодных ламп, автоматизация управления освещением (установка датчиков движения, освещенности);
- модернизация систем теплоснабжения: применение автоматизированных тепловых пунктов, индивидуальных терморегуляторов, утепление стояков горячей воды, установка теплоотражающих экранов за радиаторами отопления, автоматических тепловых завес;
- устройство вентилируемых фасадов;
- модернизация котельной филиала ОАО «СО ЕЭС» «Центр технического обслуживания».

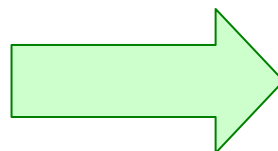
Перечень мероприятий на 2011÷2012 годы, реализуемых в соответствии с Программой энергосбережения ОАО «СО ЕЭС» на 2010÷2012 годы, приведен в [приложении № 5](#) к настоящей Программе.

Результаты выполнения Плана энергосберегающих мероприятий в 2010 году на примере реконструкции фасада здания
Филиала ОАО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ по адресу: г. Ярославль, пр. Октября, дом 42, стр.2

Фасад здания до реконструкции



Фасад здания после реконструкции



Проведение обследования здания с помощью тепловизора с целью определения теплопотерь:

До реконструкции:



После реконструкции:

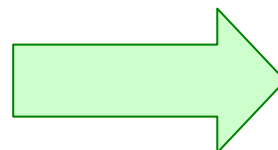


Рисунок 12. Эффективность мероприятий по энергосбережению в 2010 году на примере филиала ОАО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ

Реализация всех мероприятий в 2010÷2012 годах, запланированных в Программе, позволит достичь годовую экономию энергоресурсов в объеме 3 476,71 Гкал тепловой энергии, 470 тыс. кВт/ч электроэнергии, что в денежном выражении составляет 6 558,81 тыс.руб. в год.

Срок окупаемости мероприятий в 2010÷2012 годах от повышения эффективности систем электроснабжения составляет 4,2 года, систем теплоснабжения 4,9 года.

Перспективные задачи на 2013÷2016 годы и до 2020 года

Деятельность по энергосбережению и повышению энергоэффективности ОАО «СО ЕЭС» в 2013÷2016 годах и до 2020 года осуществляется на основании соответствующих программ, принимаемых решениями Совета директоров ОАО «СО ЕЭС».

В целях разработки конкретных мероприятий по таким программам необходимы:

учет новейших достижений науки и техники в области энергосбережения и энергоэффективности;

анализ результатов реализации мероприятий в 2010÷2012 годах;

своевременное выявление и анализ возможных направлений улучшения показателей энергосбережения и энергетической эффективности на базе современных технологий и реализации экономически обоснованных и технически эффективных мероприятий на объектах ОАО «СО ЕЭС», в том числе:

- ограждающих конструкций зданий и помещений;
- систем теплоснабжения;
- систем отопления;
- систем горячего и холодного водоснабжения;
- лифтового хозяйства;
- систем освещения;
- систем учета электроэнергии.

Общими требованиями, учитываемыми при разработке перспективных программ, являются сокращение удельного потребления электрической и тепловой энергии, снижение финансовых расходов на оплату энергоресурсов.

10.2. Мероприятия по повышению экологичности собственной инфраструктуры

ОАО «СО ЕЭС» не осуществляет промышленное производство, воздействующее на окружающую среду.

Источниками, способными оказать негативное воздействие на окружающую среду, являются дизель-генераторные установки (ДГУ), используемые для систем бесперебойного гарантированного электроснабжения диспетчерских центров. В соответствии с п.4 Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (письмо Ростехнадзора от 24.12.2004 № 14-01-333), выбросы от аварийных ДГУ не учитываются в работах по нормированию, так как они используются только при аварийных ситуациях в электроснабжении. Вместе с тем, при проектировании и эксплуатации ДГУ в ОАО «СО ЕЭС» проводятся мероприятия по шумоизоляции и фильтрации вредных выбросов, оформляются все необходимые заключения и согласования от экологических служб и надзорных органов.

Для утилизации ртутьсодержащих ламп и замены аккумуляторных батарей на объектах ОАО «СО ЕЭС» заключаются договоры со специализированными организациями.

Иные источники, способные оказать негативное воздействие на окружающую среду, в ОАО «СО ЕЭС» не применяются.

§ 11. Система управления инновационной деятельностью и организационные механизмы

В ОАО «СО ЕЭС» реализована система управления инновационной деятельностью, включающая следующие элементы:

- 1) сотрудничество с высшими учебными заведениями (ВУЗами), научными организациями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса;
- 2) инновационное развитие дочерних и зависимых обществ (ДЗО);
- 3) система управления интеллектуальной собственностью;
- 4) механизмы стимулирования работников ОАО «СО ЕЭС» к участию в инновационной деятельности;
- 5) иные организационные механизмы:
 - система управления знаниями;
 - система раскрытия информации об инновационной деятельности;
 - организационная структура, обеспечивающая и координирующая инновационную деятельность;
 - внутренняя нормативная база по вопросам организации инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»;
 - контроль и отчетность о ходе реализации Программы;
 - оценка эффективности инновационной деятельности.

11.1. Развитие сотрудничества с ВУЗами, научными организациями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса

11.1.1. Сотрудничество с национальными исследовательскими центрами, федеральными центрами науки и высоких технологий, государственными научными центрами Российской Федерации, научными учреждениями государственных академий наук

Приоритетные направления сотрудничества ОАО «СО ЕЭС» с национальными исследовательскими центрами, федеральными центрами науки и высоких технологий, государственными научными центрами Российской Федерации, научными учреждениями государственных академий наук определяются в соответствии с установленными настоящей Программой «прорывными» направлениями НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года (раздел 2.1 Программы).

Сведения о направлениях сотрудничества ОАО «СО ЕЭС» с инновационным центром «Сколково», являющимся крупнейшей в России площадкой по обмену научно-технической информацией, а так же местом сосредоточения инновационных проектов и инициатив, приведены в разделе 3.4 настоящей Программы.

11.1.2. Взаимодействие (сотрудничество) с ВУЗами

Развитие сотрудничества с высшими учебными заведениями (ВУЗами) является важной задачей инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС» и осуществляется по следующим направлениям:

1) проведение совместных научно-технических исследований, направления и тематика которых определяются в соответствии с установленными настоящей Программой «прорывными» направлениями НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года (раздел 2.1 Программы);

2) совершенствование учебных программ и планов с учетом перспективных потребностей электроэнергетики и ОАО «СО ЕЭС», реализация магистерских программ ВУЗами по заказу ОАО «СО ЕЭС» (раздел 9.5.1 настоящей Программы);

3) взаимодействие с базовыми кафедрами ВУЗов при подготовке научных и научно-педагогических кадров, в том числе путем проведения таких форм работы, как аспирантура, докторантура, подготовка кандидатский и докторских диссертаций в форме соискательства, научные стажировки;

4) сотрудничество в профессиональной ориентации школьников для дальнейшего обучения по специализированным программам и подготовки к

профессиональной деятельности в системе оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (раздел 9.5.1 настоящей Программы);

5) организация обмена научно-технической информацией;

б) иные формы сотрудничества, кадровые и образовательные программы и мероприятия, в том числе:

– участие сотрудников ОАО «СО ЕЭС» в преподавательской работе; планы подготовки и переобучения кадров в конкретном ВУЗе,

– стажировки и практики студентов, аспирантов и научно-преподавательского состава в ОАО «СО ЕЭС»;

– привлечение студентов и молодых специалистов к работе в ОАО «СО ЕЭС», к сотрудничеству с ОАО «СО ЕЭС» в иных формах;

– участие ВУЗов в совместной разработке нормативных технических документов в сфере технологических правил функционирования ЕЭС России;

– участие работников ОАО «СО ЕЭС», в том числе совмещающих работу с преподавательской деятельностью, в коллегиальных органах управления и консультативных органах ВУЗов³.

Опорные ВУЗы, с которыми ОАО «СО ЕЭС» имеет соглашения о сотрудничестве, в том числе по специализированным программам обучения:

– Национальный исследовательский Томский политехнический университет (НИ ТПУ);

– Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (УРФУ);

– Ивановский государственный энергетический университет имени В.И.Ленина (ИГЭУ);

– Северо-Кавказский государственный технический университет (СКГТУ);

– Южно-Российский государственный технический университет (ЮРГТУ).

До конца 2011 года планируется заключить соглашения еще с двумя опорными ВУЗами:

– Самарский государственный технический университет (СамГТУ);

– Санкт-Петербургский Государственный политехнический университет (СПбГТУ).

³ – обратное участие представителей ВУЗов в коллегиальных органах управления ОАО «СО ЕЭС» не предполагается

Итоги работы по направлению в 2006÷2010 годах

В период 2006÷2010 годы ОАО «СО ЕЭС» проводило активную работу по развитию сотрудничества с высшими учебными заведениями (ВУЗами). Итоги по направлениям сотрудничества являются:

1. Проведение совместных научно-технических исследований.

Примером успешного сотрудничества является НИОКР, подготовленная в 2010 году и проводимая в настоящее время с привлечением ГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет» (г. Самара) в целях повышения эффективности использования пропускной способности электрических сетей по теме: «Исследование и определение статических характеристик нагрузки крупных потребителей, оказывающих существенное влияние на электроэнергетический режим – ОДУ Средней Волги». В рамках работы актуализируются существующие данные, полученные до 1985 года, по статическим характеристикам нагрузки крупных потребителей в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги:

анализируются системы внешнего и внутреннего электроснабжения объекта(ов) измерения и суточных графиков их нагрузки;

планируются и проводятся эксперименты по определению статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению;

выполняются предварительный анализ данных измерений, математическая обработка экспериментальных данных, построение зависимостей СХН и их аппроксимация, активные (1) и/или пассивные (2) эксперименты в электрической сети, в том числе:

- натурные измерения в узлах комплексной нагрузки с вмешательством в нормальную схему и режимы работы потребителей и электрической сети;
- натурные измерения в узлах комплексной нагрузки без вмешательства в нормальную работу электрической сети.

В 2012 году с привлечением ГОУ ВПО «Московский энергетический институт» (Технический университет) планируется выполнение НИР по созданию и проведению испытаний опытного образца сверхбыстродействующей оптической релейной защиты «мертвой» зоны распределительного устройства напряжением 500 кВ мощной электростанции. Ожидаемым результатом работы является повышение скорости отключения коротких замыканий в «мертвой» зоне и предотвращение неселективных отключений смежных элементов существующей системы РЗ и УРОВ с обеспечением динамической устойчивости энергоблоков мощной электростанции, как следствие – повышение общей надежности работы энергосистемы.

2. Совершенствование учебных программ и планов с учетом перспективных потребностей электроэнергетики и ОАО «СО ЕЭС», реализация магистерских программ ВУЗами по заказу ОАО «СО ЕЭС».

Примерами успешного сотрудничества являются магистерские программы, реализованные в 2008÷2010 годах с участием ВУЗов:

- Национальный исследовательский Томский политехнический университет (НИ ТПУ);
- Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (УРФУ);
- Ивановский государственный энергетический университет имени В.И.Ленина (ИГЭУ);
- Северо-Кавказский государственный технический университет (СКГТУ);
- Южно-Российский государственный технический университет (ЮРГТУ).

В 2011÷2013 годах также планируется подписание соглашений о сотрудничестве в сфере образовательной деятельности и подготовки кадров для системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с:

- ГОУ ВПО «Самарский государственный технический университет» (СГТУ);
- ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» (СПбГТУ).

3. Взаимодействие с базовыми кафедрами ВУЗов при подготовке научных и научно- педагогических кадров, в том числе путем проведения таких форм работы, как аспирантура, докторантура, подготовка кандидатский и докторских диссертаций в форме соискательства, научные стажировки.

Примерами успешного сотрудничества являются (табл.55):

Таблица 55

Тема научного исследования	Год	Базовая Кафедра	Наименование ВУЗа
Задачи и технологии оперативно- диспетчерского управления режимами ЕЭС в конкурентно- рыночной энергетике России	2005	Автоматизированных электрических систем	ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», г. Екатеринбург
Разработка математических моделей и программного обеспечения для поверочных расчетов асинхронных двигателей, работающих в составе высокочастотного вентильного электропривода	2006	Теоретические основы электротехники	ГОУ ВПО «Северо- Кавказский Государственный Технический Университет», г. Ставрополь
Методы обеспечения надежной деятельности диспетчеров операционных зон системного оператора	2006	Автоматизированные электро- энергетические системы и электроснабжение	
Синергетический синтез систем противоаварийного управления процессами генерации электро-	2007	Синергетики и процессов управления	ГОУ ВПО «Таганрогский государственный радиотехнический университет»,

ической энергии			г. Таганрог
Повышение эффективности автоматики ликвидации асинхронного режима в электроэнергетической системе	2009	Электроэнергетики	ГОУ ВПО «Дальневосточный государственный технический университет», г. Владивосток
Модели и методы перспективного развития электрических сетей объединённых энергосистем	2010	Автоматизация электроэнергетических систем	ГОУ ВПО «Новосибирский Государственный Технический Университет», г. Новосибирск
Планирование режимов работы гидроэлектростанций в условиях недостатка гидрологической информации	2010	Электромеханика	ГОУ ВПО «Уфимский Государственный Авиационный Технический Университет», г. Уфа
Разработка алгоритмов управления асинхронным ходом в многоподсистемной энергосистеме и исследование их эффективности	2010	кафедра Электроэнергетических систем Института электроэнергетики	ГОУ ВПО «Московский энергетический институт (технический университет)», г. Москва
Совершенствование методов расчета электромагнитных характеристик естественных заземлителей электроэнергетических объектов	2010	Электрические системы	ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», г. Иваново
Разработка алгоритма для программного комплекса «Советчик диспетчера»	2011	Энергетики	ГОУ ВПО «Амурский государственный университет», г. Благовещенск

4. Сотрудничество в профессиональной ориентации школьников для дальнейшего обучения по специализированным программам и подготовки к профессиональной деятельности в системе оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Примером успешного сотрудничества является взаимодействие с МОУ «Лицей при Томском политехническом университете» (г. Томск), где при участии специалистов Филиала ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ произведен отбор среди школьников, закончивших 9-й класс, в профильную группу из 8 человек, которой предоставлена возможность проведения практических занятий на лабораторном оборудовании в ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (г. Томск).

5. Организация обмена научно-технической информацией.

Примером успешного сотрудничества является научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», проведенная с 16 по 18 ноября 2010 года в г. Екатеринбурге во взаимодействии с кафедрами:

- «Автоматизированные электрические системы» ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина» (г. Екатеринбург);

- «Автоматизированные электроэнергетические системы» ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет» (г. Новосибирск);

– «Электрические станции, системы и сети» Национального исследовательского университета ГОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет» (г. Челябинск).

Задачи и перспективы работы по направлению в 2011÷2016 годах

Продолжение и развитие взаимодействия с ВУЗами в 2011÷2016 годах и на период до 2020 года рассматривается как важный ресурс реализации мероприятий настоящей Программы.

Указанная деятельность реализуется с опорными ВУЗами через механизмы соглашений о долгосрочном сотрудничестве, в рамках которых определяются базовые кафедры и объем сотрудничества. В ходе взаимодействия специалистов профильных подразделений компании с базовыми кафедрами формируются специализированные образовательные программы, требования к профессорско-преподавательскому составу и отчетности о ходе обучения.

Целевые показатели взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» с ВУЗами приведены таблице 56.

Таблица 56

Целевые показатели развития взаимодействия с ВУЗами на 2011÷2016 годы и до 2020 года ¹

№	Наименование показателя	Факт 2010 г.	План						
			2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2020 г.
Выполнение НИОКР в ВУЗах									
1.	Количество договоров на НИОКР и иные инновационные работы, выполняемые ВУЗами по заказам компании	0	2	3	4	5	6	8	12
2.	Объем финансирования НИОКР и иных инновационных работ, выполняемых ВУЗами по заказам компании ² , млн.руб.	0	2,8	7,4	9,5	12,0	16,0	20,0	32,0
3.	Объем финансирования НИОКР и иных инновационных работ, выполняемых ВУЗами за счет собственных средств компании ² , млн. руб.	0	2,8	7,4	9,5	12,0	16,0	20,0	32,0
4.	Общий бюджет инновационных проектов, реализуемых компанией совместно с ВУЗами, млн.руб.	6,8	15,0	29,1	32,2	35,7	40,6	45,5	74,3
Реализация образовательных программ и участие компании в повышении качества образования и подготовки кадров									
5.	Количество образовательных программ ВУЗов, востребованных технологическим блоком компанией по основному профилю деятельности	25	25	25	25	25	25	25	25
6.	Количество образовательных программ ВУЗов, усовершенствованных компанией с учетом ее перспективных потребностей	5	7	7	7	7	7	7	9
7.	Количество сотрудников компании, прошедших / проходящих переподготовку / повышение квалификации в ВУЗах ³	6	5	7	8	10	12	15	20

№	Наименование показателя	Факт 2010 г.	План						
			2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2020 г.
8.	Количество сотрудников компании, участвующих в реализации образовательных программ в ВУЗах (включая преподавательскую деятельность)	57	57	59	61	63	65	65	70
9.	Количество студентов ВУЗов, проходящих производственную практику на базе компании	25	30	58	60	60	60	60	90
10.	Количество студентов ВУЗов, принятых на работу в компанию после прохождения производственной практики на базе компании	21	23	32	36	38	39	40	67
11.	Объем финансирования целевой подготовки студентов для компании, реализуемый ВУЗами, млн. рублей	6,8	12,2	21,7	22,7	23,7	24,6	25,5	42,3

Примечания:

1. Целевые показатели, приведенные в настоящей таблице, подлежат уточнению по итогам межведомственного совещания Минэнерго России и Минобрнауки России по вопросам развития взаимодействия между ВУЗами и электроэнергетическими компаниями с государственным участием.
2. С учетом конкурса на выполнение НИОКР по отдельным темам.
3. С учетом курсов повышения квалификации при ВУЗах.

11.1.3. Взаимодействие с научными организациями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса

Направлениями развития организационного взаимодействия со специализированными отраслевыми научными организациями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса являются:

- содействие развитию в отраслевых научных организациях, инновационных организациях малого и среднего бизнеса компетенций по осуществлению научно-технических исследований по тематике инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России;
- формирование планов проведения совместных исследований;
- создание механизмов обмена научно-технической информацией;
- взаимное участие сотрудников ОАО «СО ЕЭС» и организаций науки в коллегиальных органах управления и консультативных органах отраслевых научных организаций, инновационных организаций малого и среднего бизнеса.

Организация работы по указанному направлению осуществляется Директором по инновационному развитию.

11.2. Инновационное развитие дочерних и зависимых обществ (ДЗО)

11.2.1. ОАО «НИИПТ» (г. Санкт-Петербург)

ОАО «НИИПТ» является научным и инжиниринговым центром Системного оператора и позиционируется как один из ключевых исполнителей определенных работ по настоящей Программе, прежде всего в области «прорывных» технологий для задач оперативно-диспетчерского управления.

Прежде всего, ОАО «НИИПТ» рассматривается как базовый исполнитель, подрядчик инновационных работ по развитию технологических алгоритмов, программных и технических комплексов и средств.

Совместные научные исследования и разработки ведутся по следующим направлениям:

1). Проектирование и развитие электроэнергетических систем.

В настоящее время на базе ОАО «НИИПТ» разрабатываются математические модели для расчетов установившихся режимов и анализа перспективных схем развития ЕЭС.

В перспективе до 2020 года планируется расширение компетенций с целью выполнения функций генерального подрядчика по разработке:

- перспективных схем развития ЕЭС, ОЭС, региональных энергосистем, энергорайонов;
- проектов схем выдачи мощности энергообъектов.

2). Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.

В настоящее время на базе ОАО «НИИПТ»:

- создаются и актуализируются математические (цифровые) модели в среде современных программных комплексов (EUROSTAG, PSS-E, RusTab) для исследования режимов и устойчивости ЕЭС, входящих в нее энергосистем и связей с энергосистемами других стран;
- разрабатываются и верифицируются цифровые модели устройств и систем режимного и противоаварийного управления агрегатного, стационарного и системного уровня.

В перспективе до 2020 года планируется расширение компетенций с целью выполнения функций генерального подрядчика по разработке концептуальных материалов связанных с проблемами обеспечения надежности и живучести ЕЭС России.

3). Режимное и противоаварийное управление.

В настоящее время с привлечением ОАО «НИИПТ»:

- разрабатываются и внедряются региональные адаптивные централизованные системы автоматического противоаварийного управления на базе новых программно-технических средств и алгоритмических решений, осно-

вывающихся на точных методах расчета статической и динамической устойчивости;

- разрабатываются и внедряются программно-технические комплексы локальной противоаварийной автоматики с использованием новых алгоритмических решений и новых видов адаптивной автоматики;

- разрабатывается система мониторинга системных регуляторов (в части автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций);

- разрабатываются, внедряются, модернизируются технологии и системы мониторинга и измерений СМНР (WAMS), СМЗУ;

- модернизируются системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности.

В перспективе до 2020 года планируется расширение компетенций с целью выполнения функций генерального подрядчика работ по:

- развитию системы АРЧМ в условиях реструктуризации электроэнергетической отрасли;

- развитию системы мониторинга системных регуляторов;

- использованию технологии векторных измерений для задач режимного и противоаварийного управления энергосистемами.

4). Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.

В настоящее время с привлечением ОАО «НИИПТ»:

- разрабатывается, внедряется, модернизируется программное обеспечение прогнозирования и планирования электроэнергетических режимов, перспективного развития ЕЭС России;

- разрабатываются технические и организационные решения удаленного управления объектами диспетчеризации из диспетчерских пунктов ОАО «СО ЕЭС»;

- разрабатываются и совершенствуются элементы инфраструктуры автоматизированной системы SCADA/EMS Системного оператора.

В перспективе до 2020 года планируется сохранение и расширение существующих компетенций.

5). Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.

В настоящее время с привлечением ОАО «НИИПТ»:

- выполняются работы по комплексному техническому перевооружению энергетических объектов всех форм собственности на базе инновационных отечественных программно-технических комплексов, разработанных в НИИПТ;

– разрабатываются технические решения и программное обеспечение для цифровой подстанции на базе стандартов МЭК 61850-6 (SCL), МЭК 61970 и 61968 (CIM);

В перспективе до 2020 года планируется расширение компетенций с целью выполнения функций генерального подрядчика работ при проектированию цифровых подстанций на базе стандартов МЭК 61850-6 (SCL), МЭК 61970 и 61968 (CIM).

6). Управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS.

В настоящее время силами ОАО «НИИПТ» осуществляются:

– разработка и внедрение технических решений при модернизации и реконструкции преобразовательных подстанций постоянного тока;

– разработка новых технологий передачи электроэнергии постоянным током.

В перспективе до 2020 года планируется расширение компетенций с целью выполнения научного руководителя работ по реконструкции и созданию новых объектов постоянного тока.

7). Проведение экспертиз с использованием цифро-аналого-физического комплекса НИИПТ:

устройств управления, регулирования, автоматики и релейной защиты агрегатного, станционного и системного уровня:

– микропроцессорные АРВ;

– цифровые АЛАР;

– групповые регуляторы активной и реактивной мощности.

микропроцессорных устройств и системы АПНУ, устройств локальной противоаварийной автоматики (МКПА);

WAMS различных производителей.

8). Проведение экспертиз с применением цифровых моделей:

– проектных решений по схемам выдачи мощности электростанций или вводу новых энергоблоков и сетевых объектов;

– настроек системных стабилизаторов;

– выполнения требований нормативных документов при вводе новых энергоблоков на действующих электростанциях или изменении состава сети;

– программно-технических комплексов.

В перспективе до 2020 года планируется расширение компетенций с целью выполнения функций Центра экспертизы программно-технических комплексов, используемых в практической деятельности ОАО «СО ЕЭС», включая филиалы, средств и систем релейной защиты и автоматики, противоаварийного и режимного управления, мониторинга электроэнергетических

режимов и системных регуляторов ЕЭС России с использованием цифровых комплексов реального времени (RTDS).

Кроме функций базового исполнителя, подрядчика инновационных работ по развитию технологических алгоритмов, программных и технических комплексов и средств, в перспективе до 2020 года ОАО «НИИПТ» развивает компетенции по следующим направлениям:

- координация взаимодействия (в рамках выполняемых ОАО «НИИПТ» работ) с опорными ВУЗами и иными специализированными организациями в части экспертизы предложений и результатов НИОКР и проектных работ, выбора и обоснования приоритетных направлений инновационных разработок, обоснования выбора пилотных проектов для реализации;

- участие по заданию ОАО «СО ЕЭС» в инновационных работах, определенных технологическими платформами в электроэнергетике;

- участие в подготовке планов инновационных научно-технических работ (исследований);

- содействие кадровому обеспечению ОАО «СО ЕЭС» в части использования возможностей цифро-аналого-физического комплекса НИИПТ для повышения квалификации и стажировки молодых специалистов и участия сотрудников ОАО «НИИПТ» в работе ЦТПП. В перспективе – расширение возможностей по обеспечению образовательного процесса с учетом установки в ОАО «НИИПТ» цифровой системы реального времени (RTDS).

11.2.2. ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» (г. Москва)

Участие ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» в мероприятиях настоящей Программы определяется реализацией проекта «Создание системы контроля технического состояния объектов электроэнергетики» – СКТС.

Информационные материалы по Программе инновационного развития ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» (включая проект «Создание системы контроля технического состояния объектов электроэнергетики» – СКТС) приведены в [приложении № 6](#) к Программе.

11.3. Система управления интеллектуальной собственностью

Разработка и реализация политики Общества по развитию интеллектуальной собственности включает, в том числе:

- 1) ведение реестра объектов интеллектуальной собственности;
- 2) определение нормативов по срокам полезного использования, соотношению объектов с неисключительными и исключительными правами, соотношению различных видов объектов в общей структуре интеллектуальной собственности;
- 3) организацию государственной регистрации существующих, создаваемых и модернизируемых программ для ЭВМ и баз данных, патентоспособных решений для оформления патентов, полезных моделей, промышленных образцов;
- 4) анализ и учет оснований, случаев создания новых объектов интеллектуальных прав по заказу Общества и приобретения готовых объектов интеллектуальных прав у третьих лиц;
- 5) подготовку и публикацию ежегодного отчета о состоянии интеллектуальной собственности Общества.

Сведения о планируемом количестве объектов интеллектуальной собственности, создаваемых в ходе выполнения НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию ОАО «СО ЕЭС» в 2011÷2012 годах по перечням, приведенным в [приложении № 2](#) (2011 год) и [приложении № 3](#) (2012 год) к Программе, представлены в таблице 57.

Таблица 57

Форма государственной регистрации имущественных прав	Планируемое количество в 2011 г. (не менее)	Планируемое количество в 2012 г. (не менее)	Пункты Перечня по приложению № 2 к Программе (2011)	Пункты Перечня по приложению № 3 к Программе (2012)
Патенты на изобретения и полезные модели (включая приобретение исключительных прав), в т.ч. положительные решения по результатам формальной экспертизы (ст. 1384 ч.4 ГК РФ от 18.12.2006 № 230-ФЗ)	1	7	1.1.7, 1.3.3, 1.3.11, 1.3.19, 1.3.22	1.3.3
Свидетельства о государственной регистрации авторских прав на программы для ЭВМ и базы данных (включая приобретение исключительных прав)	7	14	1.3.2, 1.3.12 – 1.3.15, 1.3.20, 1.4.2, 1.4.5 – 1.4.9, 1.4.12 – 1.4.15, 1.6.2	1.4.8, 1.4.5
Итого:	8	21		

Имущественные права на создаваемые объекты интеллектуальной собственности подлежат государственной регистрации, соответствующую работу организует Директор по инновационному развитию во взаимодействии с Департаментом правового обеспечения (ДПО).

11.4. Механизмы стимулирования работников ОАО «СО ЕЭС» к участию в инновационной деятельности

К механизмам, стимулирующим работников ОАО «СО ЕЭС» к участию в инновационной деятельности, относятся:

- единовременная доплата за публикацию печатных работ;
- единовременные премии за выполнение особо важных заданий, связанных с выполнением инновационных работ;
- персональные надбавки работникам, имеющим ученую степень.

Действуют и иные механизмы, определяемые действующим трудовым законодательством, в частности, обеспечение возможности работникам для совместительства своей профессиональной трудовой деятельности в ОАО «СО ЕЭС» с преподавательской деятельностью.

Анализ эффективности действия указанных механизмов, выработка и реализация политики Общества в этом направлении осуществляются Директором по инновационному развитию во взаимодействии с подразделениями, к функциям и задачам которых относятся вопросы управления персоналом, правового обеспечения, финансово-экономического планирования.

Единовременная доплата за публикацию печатных работ

Единовременная доплата за публикацию печатных работ предусматривалась положениями об оплате труда работников исполнительного аппарата и филиалов ОАО «СО ЕЭС» до 01.04.2010.

За каждую публикацию печатных работ работникам производилась единовременная стимулирующая выплата в размере от 3 000 до 5 000 рублей в зависимости от ценности и практической значимости данной публикации. Решение о сумме выплаты в исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС» принималось Председателем Правления Общества на основании служебной записки Первого заместителя Председателя Правления, заместителей Председателя Правления, директоров прямого подчинения Председателю Правления, курирующих соответствующее структурное подразделение исполнительного аппарата.

Доплата за публикацию печатных работ по Обществу за период с 2008 по 2010 составила (табл.58):

Таблица 58

Год	ИА / ОДУ	Подразделения	Сумма, руб.
2008	ИА	Службы, департаменты ИА	35 000
	Центра	Волгоградское РДУ	3 000
		ОДУ Центра	10 000
	Урала	Свердловское РДУ	10 000
	Сибири	Тюменское РДУ	17 000

	Юга	Южэнерготехнадзор	5 000
	Итого за год		80 000
2009	ИА	ИА	18 000
	Центра	Волгоградское РДУ	15 000
	Северо-Запада	Кольское РДУ	5 000
	Востока	ОДУ Востока	3 000
	Сибири	ОДУ Сибири	16 000
	Урала	ОДУ Урала	6 000
		Свердловское РДУ	22 000
		Удмуртское РДУ	6 000
Итого за год		91 000	
2010	Центра	Волгоградское РДУ	5 000
	Сибири	ОДУ Сибири	35 000
	Итого за год		40 000
Итого за 2008-2010			211 000

С 01.04.2010 единовременная доплата за публикацию печатных работ не предусмотрена. Изменения, внесенные в положения об оплате труда работников исполнительного аппарата и филиалов ОАО «СО ЕЭС», обусловлены снижением выручки Общества от реализации услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в соответствии с тарифным решением на 2010 год, принятым ФСТ России.

В 2011÷2013 годах предусматривается восстановление этого механизма стимулирования работников ОАО «СО ЕЭС» к участию в инновационной деятельности.

Единовременные премии за выполнение особо важных заданий, связанных с выполнением инновационных работ

Положение об оплате труда работников ОАО «СО ЕЭС», утвержденное приказом ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2010 №23 и введенное в действие с 01.04.2010, предусматривает премирование работников за выполнение особо важных заданий.

В рамках предусмотренного механизма осуществляется премирование работников за выполнение особо важных заданий, связанных с выполнением инновационных работ. Основным критерием отнесения заданий к особо важным заданиям является значимость работ, мероприятий, определяемая вкладом в достижение эффектов настоящей Программы: общесистемные эффекты ЕЭС России, повышение эффективности ЕЭС России как функционирующей электроэнергетической системы по ключевым параметрам, эффекты от совершенствования оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, реализация комплексных пилотных проектов, др.

Персональные надбавки работникам, имеющим ученую степень

Положение об оплате труда работников ОАО «СО ЕЭС», утвержденное приказом ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2010 №23 и введенное в действие с 01.04.2010, предусматривает персональные надбавки работникам, имеющим ученую степень. Совершенствование этого механизма стимулирования необходимо в части установления требования о соответствии тематики выполненного диссертационного исследования актуальным проблемам и вопросам развития оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

11.5. Иные организационные механизмы, составляющие систему управления инновационной деятельностью

К иным организационным механизмам, составляющим систему управления инновационной деятельностью ОАО «СО ЕЭС», относятся:

система управления знаниями;
система раскрытия информации об инновационной деятельности;
организационная структура, обеспечивающая и координирующая инновационную деятельность;

внутренняя нормативная база по вопросам организации инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»;

контроль и отчетность о ходе реализации Программы;
оценка эффективности инновационной деятельности.

Анализ эффективности действия указанных организационных механизмов, выработка и реализация мероприятий по их совершенствованию, обеспечение рассмотрения органами управления соответствующих вопросов и принятия необходимых решений осуществляются Директором по инновационному развитию во взаимодействии с иными должностными лицами и подразделениями Общества.

11.5.1. Система управления знаниями

Разработка и реализация политики Общества по управлению знаниями в сфере инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России включает, в том числе:

1) разработку и обеспечение функционирования в Обществе механизмов формирования базы знаний и организации доступа к ней, сбора инновационных идей, консолидации запросов на инновации, аналитической обработке и систематизации поступающей научно-технической информации;

2) организацию системы обмена научно-технической информацией и результатами научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ с научными организациями, высшими учебными заведениями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса и раскрытия информации о «прорывных» направлениях и задачах инновационного развития оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

3) подготовку и публикацию ежегодного отчета о состоянии знаний в сфере инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

11.5.2. Система раскрытия информации об инновационной деятельности

Настоящая Программа вместе с Концепцией и решениями органов управления ОАО «СО ЕЭС» об их утверждении подлежат публикации на официальном сайте ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru.

Кроме того, на официальном сайте ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru публикуются иные сведения об инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС», состав и перечень которых определяется внутренними документами ОАО «СО ЕЭС».

Перечень средств массовой информации для раскрытия информации об инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС», в том числе информации об исполнении мероприятий настоящей Программы, определяется внутренними документами ОАО «СО ЕЭС».

Деятельность по раскрытию информации об инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС» организуется Директором по инновационному развитию.

11.5.3. Организационная структура, обеспечивающая и координирующая инновационную деятельность

Организация инновационной деятельности предусматривает участие органов управления и должностных лиц ОАО «СО ЕЭС» в определении целей и перспектив, планировании и согласовании предстоящих работ, постановке текущих задач, руководстве исполнением, координации действий ответственных исполнителей, оформлении результатов выполненных работ, а также контроле за данными мероприятиями.

К числу органов управления и должностных лиц ОАО «СО ЕЭС», организующих инновационную деятельность, относятся Совет директоров ОАО «СО ЕЭС», Правление ОАО «СО ЕЭС», Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС», Директор по инновационному развитию, Руководители функциональных направлений (инвестиционной программы, сметы затрат).

Совет директоров ОАО «СО ЕЭС» (Совет директоров)

Общее руководство инновационной деятельностью осуществляет Совет директоров ОАО «СО ЕЭС», в том числе:

- определяет приоритетные направления деятельности Общества;
- утверждает Концепцию программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС», рассматривает предложения о внесении в нее изменений;
- утверждает Программу инновационного развития ОАО «СО ЕЭС», рассматривает предложения о внесении в нее изменений;
- осуществляет контроль за исполнением Программы в форме:

- проверки исполнения работ и мероприятий, предусмотренных Программой;
- анализа отчетов об исполнении Программы, предоставляемых ежегодно;

при утверждении Положения о составе, расчете и применении ключевых показателей эффективности (КПЭ) ОАО «СО ЕЭС», предусматривает интегральный годовой показатель для оценки эффективности инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС», а также утверждает целевое значение указанного показателя на отчетный год.

Правление ОАО «СО ЕЭС» (Правление)

Текущее руководство инновационной деятельностью осуществляет Правление ОАО «СО ЕЭС», которое:

рассматривает проект Концепции программы и проекты ее корректировки, вносит предложения Совету директоров об утверждении Концепции программы и внесении в нее изменений;

рассматривает проект Программы и проекты ее корректировки, вносит предложения Совету директоров об утверждении Программы и внесении в нее изменений;

определяет состав и перечень сведения об инновационной деятельности, подлежащих публикации на официальном сайте ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru;

определяет перечень средств массовой информации для раскрытия информации об инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС», в том числе информации об исполнении мероприятий настоящей Программы, и порядок ее раскрытия;

выдает рекомендации Председателю Правления ОАО «СО ЕЭС» об издании организационно-распорядительных документов, регламентирующих инновационную деятельность в ОАО «СО ЕЭС», принимаемых в развитие и во исполнение настоящей Программы;

заслушивает ежеквартальный отчет Директора по инновационному развитию о ходе реализации Программы;

рассматривает проект ежегодного отчета об исполнении Программы и выдает рекомендацию о представлении указанного отчета на рассмотрение Совета директоров.

Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» (Председатель Правления)

При осуществлении текущего руководства деятельностью Общества Председатель Правления:

приказом назначает из состава руководителей прямого подчинения Председателю Правления должностное лицо, к компетенции которого относятся вопросы организации инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»;

заслушивает ежемесячный отчет Директора по инновационному развитию о ходе реализации Программы;

обеспечивает выполнение поручений Совета директоров и Правления, связанных с организацией инновационной деятельности, через должностное лицо, к компетенции которого относятся вопросы организации инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС».

Руководители функциональных направлений (инвестиционной программы, сметы затрат) в исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС», руководители филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ:

определяют перспективы и задачи развития оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по ключевым направлениям, предусмотренным настоящей Программой, согласно установленному приказом ОАО «СО ЕЭС» распределению подведомственности направлений деятельности (компетенции), и по операционным зонам филиалов ОАО «СО ЕЭС»;

обеспечивают по подведомственным направлениям выполнение мероприятий и работ, предусмотренных настоящей Программой, в том числе по филиалам ОАО «СО ЕЭС»;

предоставляют информацию о состоянии мероприятий и работ по подведомственному направлению / по филиалам ОАО «СО ЕЭС» Директору по инновационному развитию для консолидации по Обществу.

Директор по инновационному развитию

Директор по инновационному развитию – должностное лицо из состава руководства исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС», к функциям и задачам которого относится непосредственно организация инновационной деятельности в Обществе, в том числе:

разработка проектов Концепции программы, Программы, предложений об внесении в них изменений, иных документов по инновационной деятельности, утверждаемых органами управления Общества, согласование разработанных проектов и обеспечение их утверждения в установленном порядке;

развитие системы управления знаниями ОАО «СО ЕЭС» в сфере инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России;

организация раскрытия информации об инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»;

совершенствование механизмов стимулирования работников к участию в инновационной деятельности;

совершенствование системы управления интеллектуальной собственностью, в том числе организация учета и государственной регистрации имущественных прав на объекты интеллектуальной собственности, создаваемые в результате НИОКР и иных инновационных работ;

анализ результативности участия дочерних и зависимых обществ (ДЗО) в реализации настоящей Программы, подготовка предложений по совершенствованию форм участия ДЗО в инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС» и развитию их взаимодействия и сотрудничества;

сбор, обработка, анализ информации о реализации работ и мероприятий по ключевым направлениям инновационного развития ОАО «СО ЕЭС», формирование регулярной отчетности о состоянии инновационной деятельности и представление ее органам управления;

обеспечение взаимодействия между руководителями функциональных направлений (инвестиционной программы, сметы затрат) при реализации работ и мероприятий, предусмотренных настоящей Программой;

координация деятельности по подготовке и внесению предложений о составе, содержании и сроках проведения работ и мероприятий для включения в планы инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»;

разработка и расчеты интегральных показателей эффективности инновационной деятельности Общества;

взаимодействие с федеральными органами исполнительной власти по вопросам реализации настоящей Программы и инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС», в том числе участие в межведомственных рабочих группах, совещаниях, подготовка и представление информации по запросам, др.;

развитие сотрудничества с ВУЗами, научными организациями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса;

организация взаимодействия с подразделениями научно-технологического комплекса по разработке и коммерциализации новых технологий «СКОЛКОВО» по тематике, связанной с развитием технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России;

обеспечение участия ОАО «СО ЕЭС» в технологических платформах по тематике, связанной с развитием технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России;

организация повышения квалификации руководителей, отвечающих за технологическое развитие ОАО «СО ЕЭС», в области формирования стратегий и инструментов инновационного развития;

принятие иных мер и выполнение иных действий, обеспечивающих инновационное развитие технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, полное и своевременное исполнение настоящей Программы.

11.5.4. Внутренняя нормативная база по вопросам организации инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»

Внутренняя нормативная база по вопросам организации инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС» состоит из:

Концепции;

настоящей Программы;

организационно-распорядительных документов, регламентирующих инновационную деятельность в ОАО «СО ЕЭС», принимаемых в развитие и во исполнение настоящей Программы.

Для персонала структурных подразделений исполнительного аппарата и филиалов ОАО «СО ЕЭС» Программа имеет силу организационно-распорядительного документа прямого действия, отчетность об исполнении которого представляется Совету директоров ОАО «СО ЕЭС» на ежегодной основе, а также в уполномоченные федеральные органы исполнительной власти в соответствии с установленными требованиями.

11.5.5. Контроль и отчетность о ходе реализации программы

Контроль исполнения настоящей Программы осуществляет Совет директоров ОАО «СО ЕЭС».

Форма ежегодного отчета Совету директоров ОАО «СО ЕЭС» о реализации программы инновационного развития приведена в [приложении № 7](#) к Программе.

§ 12. Финансирование Программы

В целях реализации мероприятий по инновационному развитию ОАО «СО ЕЭС» обеспечивается устойчивое финансирование инновационных работ, включая НИОКР по разработке новейших технологий, оборудования и приборов для развития технологий, программных комплексов, технических принципов, алгоритмов и средств управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, относящихся к компетенции ОАО «СО ЕЭС».

Вопрос «Об источниках финансирования НИОКР и мероприятий по инновационному развитию ОАО «СО ЕЭС» рассмотрен на заседании Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» 18.02.2011 (протокол № 103).

Финансирование мероприятий по инновационному развитию осуществляется за счет собственных средств, предоставляемых ОАО «СО ЕЭС» в рамках тарифных решений, принимаемых ФСТ России при установлении размера тарифа на услуги, оказываемые Системным оператором, на очередной период регулирования⁴.

Учитывая, что 100 % акций ОАО «СО ЕЭС» находится в собственности Российской Федерации, привлечение частного капитала для финансирования работ и мероприятий инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС» не предусматривается.

С 2012÷2013 гг. необходимо изменение порядка финансово-экономического планирования мероприятий по инновационному развитию.

В 2011 году средства для финансирования работ и мероприятий Программы запланированы в составе:

– Инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2013 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 13.08.2010 № 386 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (в составе инвестиционных проектов части I «Техническое перевооружение и реконструкция» согласно структуре инвестиционной программы);

– Сметы расходов на финансирование производственно- хозяйственной деятельности ОАО «СО ЕЭС» (Сметы затрат) в соответствии с показате-

4 – на 2011 год тарифное решение принято приказом ФСТ России от 07.12.2010 № 396-э/1 «Об утверждении тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничных рынков электрической энергии и предельного максимального уровня цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей, оказываемые ОАО «СО ЕЭС»

лями тарифных решений (по статьям расходов и функциональным направлениям Сметы затрат).

Все показатели отражаются в Бизнес-плане ОАО «СО ЕЭС» на очередной год, утверждаемом решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС».

Показатели финансирования мероприятий по инновационному развитию ОАО «СО ЕЭС» на 2012 год отражаются в Инвестиционной программе ОАО «СО ЕЭС» на 2012 – 2014 годы дополнительной строкой, суммирующей планируемые расходы в составе проектов инвестиционной программы части I «Техническое перевооружение и реконструкция» согласно структуре инвестиционной программы.

Начиная с 2012÷2013 гг. для планирования средств на финансирование работ и мероприятий Программы создается инновационный фонд, формируемый одновременно с инвестиционной программой, сметой затрат, иными финансово-экономическими планами ОАО «СО ЕЭС».

Плановые показатели для формирования указанного инновационного фонда ОАО «СО ЕЭС» (в млн.руб.) в период 2011÷2016 годов и до 2020 года представлены на рис.13.

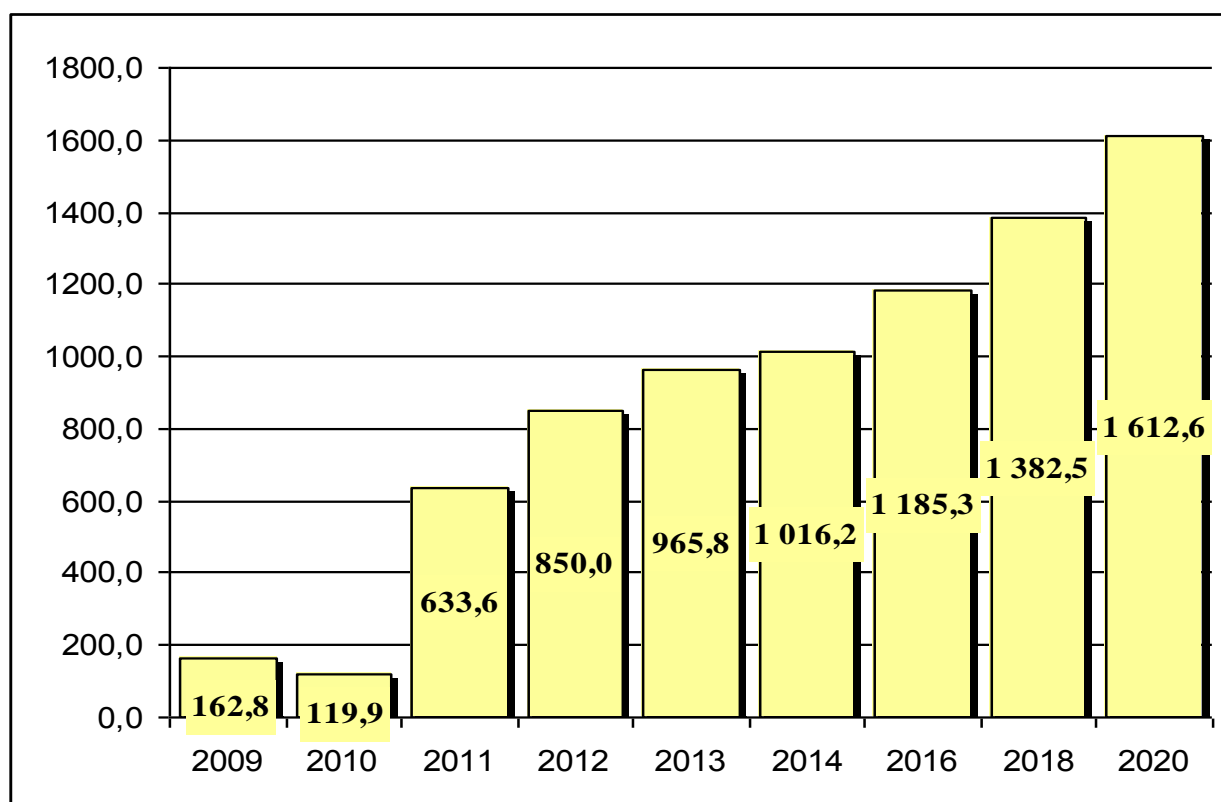


Рисунок 13. Динамика расходов на НИОКР, проектные и иные инновационные работы и мероприятия ОАО «СО ЕЭС» до 2020 года

Динамика расходов на НИОКР, проектные и иные инновационные работы и мероприятия ОАО «СО ЕЭС» (в процентах к выручке) до 2020 года приведена в [приложении № 8](#) к Программе.

Сводные данные о финансировании мероприятий Программы в 2011÷2013 годах, относящихся в настоящее время к статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» (кроме расходов на НИОКР и оплату труда) приведены в [приложении № 9](#) к Программе.

Плановые показатели финансирования Программы по годам, распределенные по критериям согласно подходам финансово-экономического планирования, действующим в 2011 году, представлены в таблице 59.

Таблица 59

Год	Объем затрат на НИОКР и иные инновационные работы и мероприятия, млн.руб. без НДС			Выручка (в действующих ценах), млн.руб. без НДС	Соотношение затраты на НИОКР и иные инновационные мероприятия / выручка, %
	Инвестиционная программа	Смета затрат	Всего		
	Инновационный фонд (с 2012-2013 г.)				
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4=2+3</i>	<i>5</i>	<i>6=4/5 (%)</i>
2011	573,65	60,00	633,65	20 356,06	3,11
2012	444,00	405,99	849,99	24 847,56	3,42
2013	504,31	461,44	965,75	27 652,16	3,49
2014	544,65	471,54	1 016,19	29 990,60	3,39
2015	588,22	509,26	1 097,48	32 089,90	3,42
2016	635,28	550,00	1 185,28	34 336,20	3,45
2017	686,10	594,00	1 280,10	36 739,70	3,48
2018	740,99	641,52	1 382,51	39 311,50	3,52
2019	800,27	692,85	1 493,12	42 063,30	3,55
2020	864,29	748,27	1 612,56	45 007,80	3,58

Как показано в представленной таблице, ОАО «СО ЕЭС» при реализации настоящей Программы с 2011 года должно обеспечивать соотношение размера Инновационного фонда (затрат на НИКОР, проектные и иные работы и мероприятия по инновационному развитию) к выручке от реализации услуг на уровне 3,5 % ± 0,15 %.

§ 13. Индикаторы (показатели) инновационного развития компании и оценка эффективности реализации программы

13.1. Индикаторы (показатели) инновационного развития компании

Рекомендации, утвержденные решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 03.08.2010 № 4, определяют следующие показатели эффективности производственных процессов, значительное улучшение которых достигается за счет реализации программы инновационного развития:

- существенное (более 10 %) уменьшение себестоимости выпускаемой продукции (услуг) без ухудшения основных пользовательских характеристик и снижение экологичности;
- существенную экономию энергетических ресурсов в процессе производства – не менее 5 % ежегодно, до достижения среднеотраслевых значений, характерных для зарубежных компаний;
- существенное улучшение потребительских свойств производимой продукции, повышение качества и снижение эксплуатационных расходов, повышение энергоэффективности, уменьшение числа отказов и аварий при эксплуатации, увеличение гарантийного срока эксплуатации, повышение степени утилизации продукции;
- значительное повышение производительности труда, - не менее 5 % ежегодно, до достижения среднеотраслевых значений, характерных для зарубежных компаний;
- повышение экологичности процесса производства и утилизации отходов производства.

Рекомендованные показатели напрямую применимы к ОАО «СО ЕЭС», если инновации Системного оператора оцениваются по эффектам, оказываемым на электроэнергетическую отрасль и народное хозяйство в целом.

Оценка инноваций ОАО «СО ЕЭС» возможна только вместе с оценкой эффективности всей его производственно-технологической деятельности. В пункте 1.5 настоящей Программы раскрыта ее специфика, в том числе ее целевой некоммерческий характер, вытекающий из характера и содержания функций Системного оператора, определенных на законодательном уровне. Несоответствие адресности создания и получения эффектов от создания и внедрения инноваций в инфраструктуру электроэнергетики обусловлено фундаментальными причинами, вытекающими из статуса ОАО «СО ЕЭС» как субъекта отраслевой инфраструктуры.

По сути, через производственно-технологическую деятельность Системного оператора реализуется техническая политика государства в электроэнергетике, решаются проблемы повышения энергетической безопасности.

Конечные результаты этой деятельности – текущая и перспективная надежность ЕЭС России, соблюдение установленных параметров энергоснабжения и качества электрической энергии, надлежащее функционирование инфраструктуры электроэнергетического рынка.

Измерение и оценка таких эффектов, адресованных неограниченному кругу лиц, с использованием показателей (индикаторов), рекомендованных решением Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 03.08.2010 № 4, возможны.

Для ОАО «СО ЕЭС» предметной областью измерений и оценки является общая совокупность технологического взаимодействия всех субъектов электроэнергетики, задействованных в контурах централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, и их производственные процессы, значительное улучшение которых достигается за счет реализации программы инновационного развития Системного оператора.

В таблице 60 раскрыты сведения об эффектах отраслевого и народнохозяйственного значения, достигаемых в результате производственно-технологической деятельности Системного оператора.

Таблица 60

**Применение рекомендованных показателей (индикаторов)
для ОАО «СО ЕЭС»**

№	Индикаторы эффективности	Применение для Системного оператора
1	Существенное (более 10%) уменьшение себестоимости выпускаемой продукции (услуг) без ухудшения основных пользовательских характеристик	Повышение эффективности использования передающей способности сети в целях дополнительной загрузки наиболее эффективных электростанций
2	Существенная экономия энергетических ресурсов в процессе производства – не менее 5% ежегодно, до достижения среднеотраслевых значений, характерных для зарубежных компаний	Подготовка и реализация схемно-режимных условий изменения структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России: <ul style="list-style-type: none"> ▪ ввод в работу новых высокоэффективных генерирующих мощностей ▪ вывод из эксплуатации наиболее устаревшего, низкоэффективного оборудования
3	Существенное улучшение потребительских свойств производимой продукции, повышение качества и снижение эксплуатационных расходов, повышение энергоэффективности, уменьшение числа нарушений и аварий при эксплуатации	Существенное повышение потребительского свойства электрической энергии – частоты электрического тока: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Обеспечение времени работы ЕЭС с частотой электрического тока менее 49,95 Гц и более 50,05 Гц не более 1 часа в год. ▪ Снижение скорости колебаний частоты электрического тока.
4		Снижение средней величины управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение потребителей и генераторов

№	Индикаторы эффективности	Применение для Системного оператора
5	Существенное улучшение потребительских свойств производимой продукции, повышение качества и снижение эксплуатационных расходов, повышение энергоэффективности, уменьшение числа нарушений и аварий при эксплуатации	Обеспечение функционирования экономических механизмов, направленных на снижение количества аварийных и внеплановых отключений оборудования за счет стимулирования своевременного и качественного проведения регламентных работ по техническому обслуживанию энергетического оборудования
6		Уменьшение количества нарушений и аварий в энергосистемах по вине диспетчерского персонала
7	Значительное повышение производительности труда, не менее 5 % ежегодно, до достижения среднеотраслевых значений, характерных для зарубежных компаний	Повышение темпов актуализации расчетных моделей с целью сокращения времени использования моделей, актуализированных косвенными методами с применением процедур упрощенной аппроксимации
8	Повышение экологичности процесса производства и утилизации отходов производства	В электроэнергетике основное негативное влияние на экологию оказывают продукты горения первичного топлива. Таким образом, повышение экологичности прямо зависит от повышения экономии энергетических ресурсов в процессе производства. Соответственно, мероприятия по повышению экологичности за счет средств оперативно-диспетчерского управления аналогичны мероприятиям, реализуемым для экономии энергетических ресурсов (п.2)

Пояснения к таблице 60.

1. В целях повышения эффективности использования передающей способности сети в целях дополнительной загрузки наиболее эффективных электростанций необходимы инновации в следующих средствах Системного оператора:

- ПО оценивания состояния, расчета и анализа установившихся и переходных режимов. Необходимо создание программно- аппаратного комплекса нового уровня, обеспечивающего on-line анализ электроэнергетического режима диспетчерским персоналом при выполнении оперативных переключений и реализации управляющих воздействий. В настоящее время инструктивные материалы разрабатываются на основе анализа характерных режимов работы энергосистем, в том время как фактические режимы могут от них существенно отличаться;
- ПО анализа вероятных аварийных событий, ввода режимных параметров энергосистемы в область допустимых значений, оптимального управления регулируемые сетевыми элементами, адаптивного определения МДП мощности в электрических сетях (создание новых видов ПО).

Эффективное использование передающей способности сети обеспечивает дополнительные возможности использования мощностей атомных и гидроэлектростанций, имеющих более низкую себестоимость выработки электроэнергии по сравнению с тепловой генерацией.

2. Подготовка и реализация схемно-режимных условий изменения структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России, связанных с вводом в работу новых высокоэффективных генерирующих мощностей и выводом из эксплуатации наиболее устаревшего, низкоэффективного оборудования обеспечивается компетенцией (деятельностью) Системного оператора по проведению конкурентных отборов мощности (КОМ).

В рамках указанной деятельности определяются требования в части готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, учитываются технические характеристики (параметры) генерирующего оборудования в ходе приема заявок участников КОМ, подводятся результаты отбора для последующего допуска к процессу производства электроэнергии. Как итог – создаются объективные условия к эксплуатации оборудования с высоким КПД и к плановому выводу из эксплуатации устаревшего и низкоэффективного оборудования ТЭС, не отвечающего требованиям экономии энергетических ресурсов в процессе производства.

Средства, используемые Системным оператором для деятельности по проведению КОМ, создаются, развиваются, модернизируются в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

Вводы в работу новых высокоэффективных генерирующих мощностей и вывод из эксплуатации наиболее устаревшего, низкоэффективного оборудования обеспечивают существенную экономию энергетических ресурсов в процессе производства электроэнергии.

3. Существенным потребительским свойством электрической энергии является частота электрического тока.

Обеспечение времени работы ЕЭС России с частотой электрического тока менее 49,95 Гц и более 50,05 Гц не более 1 часа в год и снижение скорости колебаний частоты электрического тока рассматриваются как ключевые параметры, определяющие потребительские свойства продукции, производимой электроэнергетической отраслью.

В рамках рынка системных услуг Системный оператор в соответствии с установленной компетенцией реализует комплекс организационно-технических мероприятий для запуска и функционирования в ЕЭС России системы нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ), автоматического вторичного регулирования частоты (АВРЧ) с использованием тепловых электростанций.

Средства, используемые Системным оператором для НПРЧ и АВРЧ создаются, развиваются, модернизируются в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

4. Развитие и широкое применение систем противоаварийного автоматического управления является характерной технологической особенностью российской электроэнергетики.

Для снижения средней величины управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение потребителей и генераторов Системный оператор:

в рамках рынка системных услуг в соответствии с установленной компетенцией реализует комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающих запуск и функционирование в ЕЭС России систем противоаварийного управления, их развитие и совершенствование;

в рамках собственной инвестиционной программы:

- разрабатывает проекты создания и реконструкции комплексов и систем централизованного противоаварийного управления в энергосистемах, обеспечивает их необходимое согласование с субъектами электроэнергетики, оборудование которых задействуется для реализации проектов;
- создает, реконструирует, модернизирует свои программно-аппаратные комплексы централизованного противоаварийного управления;

при согласовании инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в соответствии с правилами, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, обеспечивает включение в инвестиционные программы конкретных генерирующих и сетевых компаний необходимых работ для внедрения комплексов централизованного противоаварийного управления.

5. К экономическим механизмам снижения количества аварийных и внеплановых отключений оборудования за счет стимулирования своевременного и качественного проведения регламентных работ по техническому обслуживанию энергетического оборудования, связанным с компетенциями и деятельностью Системного оператора, относятся:

мониторинг фактической готовности к работе генерирующего и электросетевого оборудования;

расчеты объемов мощности, фактически поставленной потребителям в рамках рынка мощности.

Средства, используемые Системным оператором для указанной деятельности, создаются, развиваются, модернизируются в рамках инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС».

6. Ключевым элементом надежности системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является повышение надежности деятельности диспетчерского персонала, обеспечение его профессиональной готовности к решению самых сложных задач при централизованном управле-

нии технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, влияющих на электроэнергетический режим работы ЕЭС России и включенных в перечень объектов диспетчеризации.

Требования к деятельности по обеспечению профессиональной готовности диспетчерского персонала определяются «Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации», утвержденными приказом Минтопэнерго России 19.02.2000 № 49, а также «Едиными аттестационными требованиями к лицам, осуществляющим профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике», утвержденными приказом Минпромэнерго России от 20.07.2006 № 164.

В целях повышения надежности функционирования энергосистемы и минимизации ошибочных действий диспетчерского персонала необходимо дальнейшее развитие и совершенствование программно-технических комплексов, средств профессиональной подготовки технологического персонала и аттестации диспетчерского персонала.

В инвестиционной программе ОАО «СО ЕЭС» на 2011 – 2013 гг., утвержденной приказом Минэнерго России от 13.08.2010 № 386, предусмотрены мероприятия по разработке нового поколения тренажерных программно-технических комплексов подготовки диспетчерского и технологического персонала, использующих постоянно обновляемую схемно-режимную среду и учитывающих появление новых управляемых интеллектуальных элементов электрических сетей, внедрение нового оборудования режимной и противоаварийной автоматики, релейной защиты, других технических систем, влияющих на мониторинг и управление нормальными и аварийными режимами в ЕЭС России.

3 – 6. Комплекс мер, указанных в пунктах 3 – 6, направлен на обеспечение качества электрической энергии, соответствующего установленным требованиям, снижение эксплуатационных расходов субъектов электроэнергетики, осуществляющих производство электроэнергии и оказывающих услуги по ее передаче по сетям ЕНЭС, повышение энергоэффективности электроэнергетики, уменьшение числа технологических инцидентов в работе ЕЭС России.

7. Повышение темпов актуализации расчетных моделей с целью сокращения времени использования моделей, актуализированных косвенными методами с применением процедур упрощенной аппроксимации, является магистральным направлением повышения производительности труда в системе оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Необходимо развитие алгоритмов и процедур оптимизационных расчетов, внедрение технологий актуализации информации о параметрах и состоянии генерирующих и электросетевых объектов, прогнозирования графиков, систем обмена информацией с участниками рынка, обеспечивающих:

- увеличение частоты оптимизационных расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования в рамках недельного планирования не менее чем в 2 раза к 2012 году;
- увеличение количества внутрисуточных циклов конкурентных отборов ценовых заявок на балансирующем рынке до 50% к 2013 году и до 100% к 2015 году.

13.2. Оценка эффективности реализации программы

Результативность реализации настоящей программы измеряется с помощью индикаторов – системы ключевых показателей эффективности (KPI).

Система KPI инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС» выстроена в соответствии с целями и задачами настоящей программы и включает следующие группы показателей:

показатели финансирования и результативности НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии Системного оператора;

показатели технологического лидерства;

показатели эффективности инновационной деятельности;

показатели результативности корпоративной системы управления инновациями.

Контрольными точками реализации планируемых мероприятий являются 2012, 2015 и 2020 годы.

Перечень KPI сформирован с учетом рекомендаций Минэкономразвития России от 01.02.2011, изложенных в Методических материалах по разработке программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий.

Показатели оценки производительности труда, себестоимости продукции не рассчитываются в связи с государственным регулированием финансовой деятельности компании.

Показатели KPI инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС» и их фактические и целевые значения представлены в таблице 61.

Таблица 61

Система и значения KPI программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС»

№	Группа индикаторов / Название индикатора (KPI)	Размерность индикатора	Целевое значение показателей по годам							
			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020
Показатели финансирования и результативности НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии										
1	Объем финансирования НИОКР за счет собственных средств ОАО «СО ЕЭС» (в % к выручке, без учета бюджетных средств)	в % в текущем году	0,75	3,11	3,42	3,49	3,39	3,42	3,45	3,58
2	Количество патентов и иных нематериальных активов, поставленных на баланс по результатам НИОКР	шт. в текущем году (не менее)	0	1	7	8	10	12	14	16
3	Количество внедренных технологий, использующих результаты выполненных НИОКР	шт. в текущем году (не менее)	1	2	2	4	5	6	7	10
Показатели технологического лидерства										
4	Доля программ для ЭВМ и баз данных, защищенных свидетельствами о государственной регистрации, в общем количестве программ для ЭВМ и баз данных, правообладателем которых является ОАО «СО ЕЭС»	в % в текущем году (не менее)	2	2-4	3-5	4-6	4-6	5-7	5-7	10-15
5	Количество технических решений, принятых на основании предложений Системного оператора в инвест-программах субъектов электроэнергетики	шт. в текущем году (не менее)	11	12	15	16	17	18	20	31
Показатели эффективности инновационной деятельности										
6	Частота формирования планов балансирующего рынка, учитывающих актуализированное представление параметров энергосистемы и оперативных ценопринимающих заявок участников	количество полных циклов в течение суток	6-8	8	8	12	12	12	18	24

№	Группа индикаторов / Название индикатора (KPI)	Размерность индикатора	Целевое значение показателей по годам							
			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020
Показатели результативности корпоративной системы управления инновациями										
7	Количество студентов, выпускаемых ВУЗами по специализированным магистерским программам подготовки в рамках сотрудничества с ОАО «СО ЕЭС»	чел. в текущем году (не менее)	25	35	47	52	60	60	60	90
8	Доля выпускников ВУЗов, обучавшихся по специализированным программам подготовки в рамках сотрудничества с ОАО «СО ЕЭС», избравших при трудоустройстве организации электроэнергетики	в % в текущем году	52	50-55	50-55	60-65	60-65	60-65	60-65	70-75
9	Объем финансирования НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии Системного оператора, выполняемых инновационными организациями малого и среднего бизнеса	в % в текущем году (не менее)	4,5	5,1	5,5	6,5	8,3	11,4	14,7	18,5
10	Количество диссертационных работ, защищенных работниками ОАО «СО ЕЭС»	шт. в текущем году (не менее)	2	2	3	3	4	4	4	5

ПРИЛОЖЕНИЯ

№	Наименование приложения	Кол-во страниц
№ 1	Перечень НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, проведенных ОАО «СО ЕЭС» в 2010 году	1
№ 2	Перечень НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, планируемых к проведению ОАО «СО ЕЭС» в 2011 году	9
№ 3	Перечень НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, планируемых к проведению ОАО «СО ЕЭС» в 2012 году	4
№ 4	План-график мероприятий на 2011–2013 годы по развитию международных связей ОАО «СО ЕЭС»	3
№ 5	Перечень инвестиционных работ на 2011–2012 годы, реализуемых в соответствии с Программой энергосбережения ОАО «СО ЕЭС» на 2010–2012 годы	3
№ 6	Информационные материалы по Программе инновационного развития ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»	38
№ 7	Форма ежегодного отчета Совету директоров ОАО «СО ЕЭС» о реализации программы инновационного развития	3
№ 8	Динамика расходов на НИОКР, проектные и иные инновационные работы ОАО «СО ЕЭС» (в процентах к выручке) до 2020 года	1
№ 9	Сводные данные о финансировании мероприятий Программы по статьям сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» в 2011–2013 годах (кроме расходов на НИОКР и оплату труда)	1
№ 10	Презентационный материал	12
№ 11	Отчет о технологическом аудите ОАО «СО ЕЭС» для формирования Программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011 – 2016 годы	139

ПРИЛОЖЕНИЯ

Направления, темы и полученные результаты НИОКР, проведенных ОАО "СО ЕЭС" в 2010 году

млн. руб. с НДС

№	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития компании	Тема НИОКР	Полученные результаты	Затраты / Выручка		
				2010		
				Затраты	Выручка	%
1	Разработка методических основ и рекомендаций по управлению электроэнергетическими режимами энергетических систем	НИР "Разработка стратегических направлений развития Московской энергосистемы с учетом роста уровня токов короткого замыкания"	Переходящая работа на 2011 год	8,80		
2	Модернизация "Схемы развития ЕЭС России до 2020 года"	Разработка Схемы развития ЕЭС и ОЭС России, включая развитие Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) напряжением 220 кВ и выше на перспективу до 2015 года	Схема развития ЕЭС и ОЭС России, включая развитие ЕНЭС напряжением 220 кВ и выше на перспективу до 2015 года	27,72		
3		НИР "Создание Схемы развития ЕЭС России, включая развитие ЕНЭС, на перспективу до 2017 года"	Схема развития ЕЭС России, включая развитие ЕНЭС, на перспективу до 2017 года	10,80		
4		Выполнение НИР "Исследование режимов перспективных схем развития ЕЭС России на 12-летний период по каждой ОЭС и ЕЭС в целом. Разработка предложений по оптимизации сетевой структуры ЕЭС/ОЭС и связей с зарубежьем, подготовка рекомендаций по корректировке схем"	Исследованы режимы перспективных схем развития ЕЭС России на 12-летний период по каждой ОЭС и ЕЭС в целом. Разработаны предложения по оптимизации сетевой структуры ЕЭС/ОЭС и связей с зарубежьем. Подготовлены рекомендации по корректировке схем	7,00		
5		Разработка, приобретение, установка ПО автоматического управления режимом	Выполнение работ по разработке системного проекта на развитие системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС для оценки тяжести режима	Разработан системный проект на развитие системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС для оценки тяжести режима	5,00	
6	НИОКР и проектные работы по развитию технологий, программных комплексов, технических принципов, алгоритмов управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и обеспечения параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран	НИР "Разработка рекомендаций по совершенствованию программного обеспечения расчета динамики и проведению работ по его тестированию и испытаниям"	Разработаны рекомендации по совершенствованию ПО расчета динамики и проведению работ по его тестированию и испытаниям	3,00		
7		Выполнение НИР "Исследование и разработка научно-методических основ обеспечения системной надежности при управлении функционированием и развитием ЕЭС России в современной структуре электроэнергетики с учетом зарубежного опыта"	Переходящая работа на 2011 год	16,50		
8		НИР по анализу перспективных электрических режимов ОЭС Центра	Выполнен анализ перспективных электрических режимов ОЭС Центра	3,00		
9	НИОКР, проектные работы, программные и технические средства систем релейной защиты и автоматики, противоаварийного и режимного управления, мониторинга электроэнергетических режимов и системных регуляторов ЕЭС России	НИР "Анализ причин возникновения низкочастотных синхронных колебаний в Восточной части операционной зоны Филиала ОАО "СО ЕЭС" ОДУ Сибири (район Харанорской ГРЭС) и разработка научно-технических рекомендаций по их устранению"	Разработаны научно-технические рекомендации по устранению причин возникновения низкочастотных синхронных колебаний в Восточной части операционной зоны Филиала ОАО "СО ЕЭС" ОДУ Сибири (район Харанорской ГРЭС)	5,00		
10		Разработка предТЭО создания системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" Нижегородское РДУ	Переходящая работа на 2011 год	4,97		
11		Разработка предТЭО создания системы противоаварийной автоматики в связях 500-220 кВ ОЭС Урала и ОЭС Сибири с учетом ввода линии 500 кВ Восход-Ишим-Курган	Переходящая работа на 2011 год	9,00		
12		Разработка предТЭО создания системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" РДУ Татарстана	Переходящая работа на 2011 год	4,99		
13		Разработка проектной документации "Программно-аппаратный комплекс централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ"	Переходящая работа на 2011 год	4,30		
14		НИР «Разработка рекомендаций по обеспечению максимальной выдачи мощности и оптимизации настроек АРВ генераторов Саяно-Шушенской ГЭС»	Разработаны рекомендации по обеспечению максимальной выдачи мощности и оптимизации настроек АРВ генераторов Саяно-Шушенской ГЭС	3,81		
15		НИР "Исследование влияния параметров настройки автоматического регулятора частоты (перетоков) системы АРЧМ на интенсивность управления мощностью электростанций и качество регулирования частоты (перетоков) в ЕЭС России"	Исследовано влияние параметров настройки автоматического регулятора частоты (перетоков) системы АРЧМ на интенсивность управления мощностью электростанций и качество регулирования частоты (перетоков) в ЕЭС России	1,50		
16		Разработка системного проекта на развитие автоматического вторичного регулирования частоты и мощности в ЕЭС России	Разработан системный проект на развитие автоматического вторичного регулирования частоты и мощности в ЕЭС России	4,50		
ИТОГО по ОАО "СО ЕЭС"				119,89	15 961,56	0,75%

**Перечень НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию
технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, планируемых ОАО "СО ЕЭС" в 2011 году**

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1.1. НИОКР и проектные работы по развитию технологий, программных комплексов, технических принципов, алгоритмов управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и обеспечения параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран	1.1.4.	Исследование и определение статических характеристик нагрузки крупных потребителей, оказывающих существенное влияние на электроэнергетический режим - ОДУ Средней Волги	1. Проанализированы системы внешнего и внутреннего электроснабжения объекта(ов) измерения и суточных графиков их нагрузки. 2. Спланированы и проведены эксперименты по определению статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению. 3. Выполнен предварительный анализ данных измерений: а) математическая обработка экспериментальных данных, построение зависимостей СХН и их аппроксимация; б) оформлен технический отчет. В ходе выполнения НИР проведены активные (1) и/или пассивные (2) эксперименты в электрической сети: а) проведены натурные измерения в узлах комплексной нагрузки с вмешательством в нормальную схему и режимы работы потребителей и электрической сети; б) проведены натурные измерения в узлах комплексной нагрузки без вмешательства в нормальную работу электрической сети. Уточнение статических характеристик нагрузки крупных потребителей позволит повысить эффективность использования пропускной способности электрических сетей. Имеющиеся данные получены до 1985 года по экспериментальным исследованиям ВНИИЗ и устарели.	1 180,00	Закупка у единственного поставщика	ГОУ ВПО "Самарский государственный технический университет"	826,00		
2		1.1.1.	Исследование и определение статических характеристик нагрузки крупных потребителей, оказывающих существенное влияние на электроэнергетический режим - ОДУ Урала	1. Разработаны скорректированные и расширенные «Нормы минимальных нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт». 2. Получены обоснованные значения технологического минимума нагрузок энергоблоков для типовых энергоблоков при их работе в конденсационном режиме. 3. Сформированы единые требования к установлению технических и технологических минимумов энергоблоков. 4. Выпущена нормативная документация по величинам технических и технологических минимумов энергоблоков. Действующие нормы СО 34.25.503-2003 имеют срок первой проверки – 2009 год, определяют величину технического минимума и нуждаются в переработке. Причины: а) учет износа оборудования, связанного с длительной эксплуатационной наработкой, большим количеством пусков, а для энергоблоков на твердом топливе (на ряде объектов) заменой марки сжигаемых углей. Кроме того, данные Нормы не содержат информацию по оборудованию энергоблоков мощностью менее 150 МВт; б) необходимость определения индивидуальных регулировочных диапазонов по энергоблокам с учетом участия всех энергоблоков в общем первичном регулировании частоты в системе (ОПРЧ), т.к. с учетом специфики эксплуатационных режимов на конкретной электростанции значения технологического минимума могут различаться.	2 500,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "Инженерный центр энергетики Урала" предприятие "УралОРГРЭС"	2 500,00		
3		1.1.5.	НИР "Исследование режимов работы генерирующего оборудования, разработка нормативов минимальных нагрузок энергоблоков 50-1200 МВт."	1. Разработаны скорректированные и расширенные «Нормы минимальных нагрузок энергоблоков 150-1200 МВт». 2. Получены обоснованные значения технологического минимума нагрузок энергоблоков для типовых энергоблоков при их работе в конденсационном режиме. 3. Сформированы единые требования к установлению технических и технологических минимумов энергоблоков. 4. Выпущена нормативная документация по величинам технических и технологических минимумов энергоблоков. Действующие нормы СО 34.25.503-2003 имеют срок первой проверки – 2009 год, определяют величину технического минимума и нуждаются в переработке. Причины: а) учет износа оборудования, связанного с длительной эксплуатационной наработкой, большим количеством пусков, а для энергоблоков на твердом топливе (на ряде объектов) заменой марки сжигаемых углей. Кроме того, данные Нормы не содержат информацию по оборудованию энергоблоков мощностью менее 150 МВт; б) необходимость определения индивидуальных регулировочных диапазонов по энергоблокам с учетом участия всех энергоблоков в общем первичном регулировании частоты в системе (ОПРЧ), т.к. с учетом специфики эксплуатационных режимов на конкретной электростанции значения технологического минимума могут различаться.	9 440,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "ВТИ" и филиал ОАО "ИЦ ЕЭС" - "Фирма ОРГРЭС"	9 440,00		
4	1.1.6.	Разработка проектной документации на создание программно-аппаратного комплекса "Информационно-аналитическая система долгосрочного планирования для всех уровней оперативно-диспетчерского управления"	Разработана проектная документация на создание ПАК, обеспечивающего: 1. Создание единой информационной базы данных ОАО «СО ЕЭС» по показателям фактических балансов электроэнергии: а) оперативных ежесуточных; б) уточненных за месяц; в) прогнозных. 2. Комплексную автоматизацию процессов: а) сбора (ввода) показателей; б) хранения информации; в) анализа достоверности данных; г) формирования сводных балансов электроэнергии (оперативных, уточненных, прогнозных); д) создания выходных форм. 3. Повышение оперативности и качества формирования балансов по территории субъектов РФ (операционных зон). 4. Контроль своевременности, полноты и достоверности поступающей информации. 5. Уменьшение трудоемкости сбора и обработки данных. 6. Формирование справочной информации по субъектам, объектам электроэнергетики, показатели которых участвуют в формировании баланса. 7. Автоматизацию процесса формирования отчетности в унифицированных форматах путем обращения к единой базе данных на любом уровне пользования Системой. 8. Проведение расчетов показателей работы ЕЭС России и отдельных энергосистем для учета при формировании прогнозов на перспективу от одного месяца. Обеспечена проектная готовность к созданию системы, позволяющей интеграцию, консолидацию, хранение, интеллектуальный анализ технологических данных для устранения бумажного обмена результатами деловых процессов по долгосрочному планированию энергетических режимов	3 000,00	Закупка у единственного поставщика	ЗАО "Институт энергетических систем"	3 000,00			
5				1.1.7.	НИР «Изучение зарубежного опыта применения технологий телеуправления и разработка концепции технических и организационных решений телеуправления объектами диспетчеризации из диспетчерских пунктов ОАО «СО ЕЭС»	1. Изучены положительный опыт и практика реализации подобных решений в мировой электроэнергетике. 2. Предложены концептуальные и организационные и технические решения "прямого" диспетчерского телеуправления объектами диспетчеризации непосредственно из диспетчерских центров Системного оператора	6 000,00	Закупка у единственного поставщика	Филиал ОАО "НИИПТ" "Системы управления энергией"	6 000,00

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	НИОКР и проектные работы по моделированию, расчетам и анализу перспективных режимов, разработке схем и программ развития электроэнергетики, условий параллельной работы с энергосистемами зарубежных стран	1.2.1.	Создание проекта "Схема развития ЕЭС России, включая развитие ЕНЭС, на перспективу до 2017 года" и приобретение исключительного права на результат работ	1. Разработаны балансы мощности и электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России на период 2017г. 2. Проведены расчеты перспективных режимов работы электрической сети 3. Разработаны предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше по ОЭС на период до 2017 г. Разработанная Схема и программа развития ЕЭС России является основой: - для разработки инвестиционных программ субъектов электроэнергетики в части объектов, учтенных в схеме развития ЕЭС России по итогам проведения КОМ; - формирования среднесрочных планов развития ЖД-транспорта и Единой системы газоснабжения; - формирования исходных данных для проведения КОМ; - принятия в установленном законодательством порядке решений по обеспечению вводов генерирующих мощностей; - анализа существующих и прогнозируемых технологических параметров функционирования ЕЭС России, прогнозируемой пропускной способности электрической сети и формирования с использованием перспективной расчетной модели ЕЭС России предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности); - формирования тех. требований при присоединении энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрическим сетям, а также для разработки схем выдачи мощности электрических станций; - формирования предложений по корректировке генеральной схемы размещения объектов ЕЭС России	36 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "Институт "Энергосетьпроект"	25 200,00		
7		1.2.2.	НИР «Исследование перспективных электроэнергетических режимов энергосистемы операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра»	Выполнены исследования и анализ перспективных электроэнергетических режимов ОЭС Центра. С использованием перспективных расчетных моделей ЕЭС России проанализированы балансы электроэнергии и мощности, проведены расчеты возможных установившихся режимов и оценена их допустимость, определены сетевые ограничения в контролируемых сечениях (с учетом ввода новых генерирующих и электросетевых объектов, подключения новых потребителей), выявлены места с ограниченной пропускной способностью в электрической сети ОЭС Центра, выполнено моделирование нерасчетных аварийных возмущений	10 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	7 000,00		
8		1.2.3.	Ежегодная актуализация математической модели и базы данных ЕЭС России и ежегодное исследование электрических режимов ЕЭС России на 12-летнюю перспективу	Цель работы: регулярный анализ (исследования) перспективных электрических режимов ЕЭС России при ежегодной разработке схемы и программы развития ЕЭС России в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и оценка достаточности предлагаемых мероприятий по повышению надежности функционирования ЕЭС России. Основные результаты: 1) Актуализирована база данных и перспективная расчетная модель ЕЭС России для расчетов установившихся режимов на основе актуализированных данных о вводах и демонтажах генерирующего и электросетевого оборудования, подключении новых потребителей. 2) Определены МДП в контролируемых сечениях ЕЭС России с учетом вновь вводимых объектов генерации и сетевой инфраструктуры, а также новых потребителей. 3) Выявлены места с ограниченной пропускной способностью электрической сети ЕЭС России. 4) Оценена достаточность намеченных мероприятий по развитию генерирующих источников и сетевой инфраструктуры в ОЭС и ЕЭС России	27 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	27 000,00		
9		1.2.4.	Создание проекта "Схема развития ЕЭС России, включая развитие ЕНЭС, на перспективу до 2018 года" и приобретение исключительного права на результат работ	Аналогично работе п.1.2.1: 1. Разработаны балансы мощности и электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России на период 2018 г. 2. Проведены расчеты режимов работы электрической сети 3. Разработаны предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше по ОЭС на период до 2018 г.	35 200,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "Институт "Энергосетьпроект"	22 100,00		
10		1.2.5.	НИР "Разработка предложений ОАО "СО ЕЭС" для включения в схему и программу развития ЕЭС России по ОЭС Северо-Запада"	Подготовлены предложения по развитию генерации и электрической сети ОЭС Северо-Запада для включения в Схему и программу развития ЕЭС России, разрабатываемую в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утвержденных Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823)	10 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	10 000,00		
11		1.2.6.	НИР "Корректировка методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем"	1. Проанализированы положения действующей редакции «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем», утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, с точки зрения их соответствия современной нормативной базе и современной практике проектирования. 2. Проанализирован опыт применения действующих «Методических рекомендаций...» с целью выявления положений, требующих корректировки и уточнения. 3. Определены и оценены перспективные требования к надежности энергосистем. 4. Подготовлены основные предложения по корректировке «Методических рекомендаций ...» и разработана их новая редакция	13 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "Институт "Энергосетьпроект"	9 100,00		
12		1.2.7.	НИР "Анализ живучести перспективных схем ОЭС/ЕЭС России при нерасчетных аварийных возмущениях и разработка рекомендаций по повышению надежности ОЭС/ЕЭС России"	Выполнены расчеты установившихся и переходных режимов на перспективных расчетных моделях при нерасчетных аварийных возмущениях. Разработаны предложения по повышению живучести энергосистем ЕЭС России на перспективу с учетом нерасчетных аварийных возмущений.	27 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	27 000,00		

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
13		1.2.9.	НИР "Исследование и разработка национальных стандартов с использованием научно-методических основ обеспечения системной надежности при управлении функционированием и развитием ЕЭС России в современной структуре электроэнергетики с учетом зарубежного опыта"	1. Разработана серия национальных стандартов: - Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части электроэнергетических систем; - Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России; - Автоматическое противоаварийное управление режимами электрической части электроэнергетических систем; - Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при организации эксплуатации, новом строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и модернизации объектов электроэнергетики; - Требования к надежности и устойчивости ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем; - Правила переключений в электроустановках; - Система сбора данных и оперативного контроля в диспетчерском управлении; - Планирование развития ЕЭС России. 2. Организована экспертиза проектов национальных стандартов. 3. Согласованы с Ростехрегулированием проекты национальных стандартов. 4. Реализован процесс утверждения национальных стандартов Ростехрегулированием.	23 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "ЭНИН"	23 000,00		
14	НИОКР, проектные работы, программные и технические комплексы и средства систем релейной защиты и автоматики, противоаварийного и режимного управления, мониторинга электроэнергетических режимов и системных регуляторов ЕЭС России	1.3.2.	НИОКР "Создание и внедрение программно-технических средств противоаварийного и режимного управления энергосистем"	Проведены исследования по направлениям: - Патентный поиск по устройствам и способам реализации алгоритмических решений для ЦСПА; - Алгоритмы формирования расчетной эквивалентной схемы ПТК ЦСПА по результатам оценки состояния полной схемы; - Программа, методика и протокол испытаний полного технологического алгоритма на макете ВК ПТК ЦСПА; - Полный технологический алгоритм ПТК ЦСПА; - Алгоритмы определения допустимого режима по условию обеспеченности заданными УВ и др.	82 000,00	Договор № 318-02-9-10 от 01.06.2010	ОАО "НИИПТ"	40 221,00		
15		1.3.3.	НИР "Разработка и внедрение средств противоаварийного и режимного управления для ОЭС Востока"	1) Создан полигон ЦСПА верхнего уровня в филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока; 2) Обеспечена связь ЦСПА верхнего уровня с устройствами нижнего иерархического уровня противоаварийного управления; 3) Доработаны алгоритмы ПТК ЦСПА; 4) Внедрена ЦСПА в ОЭС Востока в промышленную эксплуатацию; 5) Разработана методика применения «Советчика диспетчера» в практике диспетчерского управления; 6) Введен в опытно-промышленную эксплуатацию ПК «Советчик диспетчера по работе с ЦСПА» в ОДУ Востока; 7) Расширены функции «Советчика диспетчера по работе с ЦСПА» по согласованию с ОАО «СО ЕЭС». Результаты являются типовыми для создания ЦСПА в операционных зонах других ОДУ.	53 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	53 000,00		
16		1.3.4.	Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" Амурское РДУ	Переходящая работа на 2012 год. 1. Принципы противоаварийного в Благовещенском энергорайоне операционной зоны Амурского РДУ приведены в соответствии Стандарту ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования». 2. Повышена эффективность противоаварийного управления в нормальных и ремонтных схемах.	5 895,00	конкурс	-	3 240,00		
17		1.3.5.	Разработка предТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" Нижегородское РДУ	ПредТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" Нижегородское РДУ	4 972,45	Договор № 2.1.01/06.10 от 10.06.2010	ООО "Комплексное энергоразвитие - Инжиниринг"	2 491,23		
18		1.3.6.	Разработка предТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" РДУ Татарстана	573,6458473	444,00	Договор №12 от 20.06.2010	ОАО "ИЦЭ Поволжья"	2 504,20		
19		1.3.7.	Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики в операционной зоне Курское РДУ	ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" Курское РДУ. Переходящая работа на 2012 год	6 000,00	конкурс	-	4 000,00		
20		1.3.8.	Разработка ТЭО создания системы противоаварийной автоматики Центрального узла энергосистемы Красноярского края в операционной зоне Красноярского РДУ	ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" Красноярского РДУ. Переходящая работа на 2012 год	5 000,00	конкурс	-	4 000,00		

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21		1.3.9.	Разработка проектной документации "Программно-аппаратный комплекс централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ"	Разработана проектная документация «Программно-аппаратный комплекс централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ»	4 300,00	конкурс	-	3 000,00		
22		1.3.10.	Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики операционной зоны Архангельского РДУ	ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" Архангельского РДУ. Переходящая работа на 2012 год	5 400,00	конкурс	-	2 700,00		
23		1.3.11.	Создание пилотного (на одном энергообъекте) проекта системы мониторинга системных регуляторов (в части автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения генераторов электростанций) и приобретение исключительных прав на ПО	<ul style="list-style-type: none"> разработана методика оценки корректности функционирования АРВ и СВ генераторов электростанций; разработана технология мониторинга системных регуляторов (в части АРВ и СВ генераторов электростанций); разработаны различные варианты реализации технологии мониторинга АРВ и СВ генераторов электростанций; создан макет системы мониторинга АРВ и СВ на электродинамической модели ОАО «НИИПТ», отработаны принятые технические и алгоритмические решения; разработано программное обеспечение и создано анализирующее устройство системы мониторинга АРВ и СВ генераторов электростанций, работающее в режиме off-line; разработан проект размещения устройства и установлено созданное анализирующее устройство на электростанции (Северо-Западная ТЭЦ ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС") с проведением мониторинга АРВ и СВ генераторов станции в режиме off-line 	22 125,00	Договор № 312-02-3-10 от 23.04.2010	ОАО "НИИПТ"	11 062,50		
24		1.3.12.	Создание ПО по контролю качества частоты электрического тока в среде ОИК СК 200X и приобретение на него исключительных прав	Программный комплекс по контролю качества частоты электрического тока в среде ОИК СК 200X. Руководство администратора и руководство пользователя по ПО.	2 453,40	запрос предложений	-	2 453,40		
25		1.3.13.	Модификация ПО ЦКС АРЧМ ЕЭС для подключения ГЭС и энергоблоков тепловых электрических станций, а также модификация алгоритмов, используемых в централизованных системах АРЧМ	ПО ЦКС/ЦС АРЧМ, функционирующие на базе системы СК-2007. Инструкция по переводу комплекса программ ЦКС/ЦС АРЧМ на СК-2007.	6 500,00	Закупка у единственного поставщика	Филиал НИИПТ "Системы управления энергией"	6 500,00		
26		1.3.15.	Модификация ПО ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Юга, ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада, ЦС АРЧМ ОЭС Востока, ЦС АРЧМ ОЭС Сибири с учетом требований Стандарта ОАО «СО ЕЭС». "Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования"	В результате работ системы ЦКС/ЦС АРЧМ ЕЭС России готовы к согласованной работе с автоматикой управления мощностью ГЭС, модернизированной в соответствии со Стандартом. Программы и протоколы испытаний ЦКС/ЦС АРЧМ с воздействием на подключенные ГЭС с модернизированными в соответствии с требованиями Стандарта системами ГРАМ. Материалы по коррекции Инструкции по эксплуатации ЦКС АРЧМ.	3 500,00	Закупка у единственного поставщика	Филиал ОАО "НИИПТ" "Технологии автоматического управления"	3 500,00		
27		1.3.18.	Разработка и создание программно-аппаратных комплексов оценки тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе СМПР и приобретение исключительного права на результат работ	<p>Внедрение ПО системы мониторинга динамических свойств энергосистемы, позволяющее проводить исследование динамических свойств энергосистемы, применять результаты при расследовании технологических нарушений, верификации расчетных моделей, оценке тяжести режима в опасных сечениях и т.д.</p> <p>Развертывание СМПР в Сибири позволяет уточнить оценку пропускной способности линий электропередач и повышает надежность электроснабжения потребителей</p>	19 080,00	Закупка у единственного поставщика	Филиал НИИПТ "Системы управления энергией"	13 080,00		
28		1.3.19.	НИОКР "Создание системы мониторинга переходных режимов в ОЭС Северо-Запада на базе модернизированного цифрового регистратора аварийных процессов"	Разработано техническое задание, определены сечения для модернизации и подключения регистраторов переходных режимов, разработан технологический проект, поставлен и модернизирован ЦРАП в согласованных местах, налажено поставленное оборудование	5 000,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "Парма"	5 000,00		

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
29		1.3.20.	Разработка программных модулей АС СИ СМГР для сбора информации с концентраторов данных о параметрах электрических режимов	1. унифицированы информационные системы сбора и хранения информации регистраторов с учетом интересов пользователей, в том числе, собственников объектов управления (ПС и ЭС); 2. выполнены системные проекты с учетом единых требований к подсистемам сбора и хранения информации; 3. повышено качество информационного обслуживания технологов СО за счет возможности доступа к данным от регистраторов различных типов посредством созданной автоматизированной системы сбора и обработки данных от регистраторов СМГР, которая может быть доработана в соответствие с представленными требованиями. 4. обеспечено новое качество информации о параметрах электрического режима, оборудования и аварийных событиях, что, в свою очередь, позволит разработать новые алгоритмы и методологии управления ЭЭС как в нормальных, так и в аварийных режимах	7 000,00	Закупка у единственного поставщика	Филиал НИИПТ "Системы управления энергией"	5 000,00		
30		1.3.22.	НИР "Разработка технических решений по ограничению резонансных перенапряжений при коммутациях на ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС - Белорусская"	Ограничение резонансных перенапряжений при коммутациях на ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС - Белорусская позволит повысить надежность электропередачи по этой линии, что в свою очередь, повысит ситемную надежность	2 000,00	конкурс	-	2 000,00		
31		1.3.48.	Разработка предТЭО создания системы противоаварийной автоматики на связях 500-220 кВ ОЭС Урала и ОЭС Сибири с учетом ввода линии 500 кВ Восход-Ишим-Курган	ПредТЭО создания системы противоаварийной автоматики на связях 500-220 кВ ОЭС Урала и ОЭС Сибири с учетом ввода линии 500 кВ Восход-Ишим-Курган	9 000,00	Договор №СО-01/10 от 10.06.2010	ЗАО "ИАЭС"	6 000,00		
32		1.3.51.	Разработка унифицированных ПО ЦК/ЦС АРЧМ на платформе СК-2003/2007	Переходящая работа на 2012 год. Унифицированное ПО ЦК/ЦС АРЧМ, функционирующее на базе системы СК-2003/2007. Инструкция по переводу комплекса программ ЦК/ЦС АРЧМ на СК-2003/2007	8 000,00	Закупка у единственного поставщика	Филиал ОАО "НИИПТ" "Технологии автоматического управления"	6 500,00		
33		1.3.53.	Выполнение НИР «Исследование качества регулирования частоты и частотных свойств ЕЭС России при вводе в работу НПРЧ и АВРЧМ на тепловых энергоблоках по результатам натурных системных испытаний»	Отчет по НИР, описывающий как изменилось качество регулирования частоты после ввода НПРЧ	7 080,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО «Фирма ОРГРЭС»	4 720,00		
34	Программные и технические комплексы расчета, анализа и оптимизации текущих и перспективных электроэнергетических режимов	1.4.2.	Модификация иерархической системы прогнозирования электропотребления для краткосрочного планирования режимов ЕЭС в части разработки дополнительных модулей внутрисуточного прогнозирования электропотребления и приобретение исключительных прав на ПО	Автоматизирован процесс разработки прогноза внутрисуточных графиков электропотребления ЕЭС России путем обработки архивной и операционной информации об электропотреблении и метеофакторах, использования единых методик оценки и коррекции прогнозов, рассчитанных на различных уровнях (ОДУ, РДУ, ИА). Повышена точность прогноза электропотребления за счет достоверизации и сбалансированности исходных данных и результатов расчетов, цета дополнительной информации, использования различных методов прогнозирования.	9 500,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "Энергостат"	9 500,00		
35		1.4.3.	Выполнение работ по модификации ПО оценивания состояния	Внедрена программа для ЭВМ "Сфера". Получена лицензия на использование программы.	13 780,00	Договор № 12-09 от 09.10.2009, доп.согл. №1 от 25.05.2010	ЗАО "Монитор Электрик"	7 000,00		
36		1.4.5.	Создание ПО анализа электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях в виде отдельного EMS-приложения для использования в автоматизированной технологии ОАО «СО ЕЭС» и приобретение на него исключительного права	Переходящая работа на 2012 год	15 000,00	Закупка у единственного поставщика	Филиал НИИПТ "Системы управления энергией"	4 799,00		
37		1.4.6.	Модификация ПО «Автоматизированная система формирования проектов годовых и месячных планов ремонтов оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ»	Бесперебойная работа комплекса ПО «Ремонты» при различных действиях пользователей, расширение его функциональных возможностей.	6 000,00	Закупка у единственного поставщика	ООО НВФ "Сенсоры, Модули, Системы"	6 000,00		
38		1.4.7.	Модификация программно-аппаратного комплекса "Выбор состава включенного генерирующего оборудования"	1. Обеспечена возможность перехода к ежесуточным расчетам ВСВГО. 2. Реализован механизм анализа планируемого режима ЕЭС на неделю с возможностью проведения вариантных расчетов с изменением схемно-режимных условий. 3.ПАК ВСВГО, ПАК Единая система справочников и ПАК Модус-терминал интегрированы.	20 000,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "Карана"	20 000,00		
39		1.4.8.	Разработка ПО в виде отдельных EMS-приложений для использования в автоматизированной технологии ОАО «СО ЕЭС» - EMS-приложение-модуль "Ввод режима в допустимую область" и приобретение на него исключительного права	Создано ПО в виде отдельных EMS-приложений для использования в автоматизированной технологии ОАО «СО ЕЭС» - EMS-приложение-модуль "Ввод режима в допустимую область". ПО адаптировано к оборудованию и информационной системе ОАО «СО ЕЭС»	20 010,00	Закрытый конкурс по закупке 2009 года № 27-1/151	Филиал ОАО "НИИПТ" "Системы управления энергией"	9 103,50		

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
40		1.4.9.	Приобретение ПО "Расчет и анализ суточных режимов ГЭС в среде WINDOWS"	Получено право использования ПО "Расчет и анализ суточных режимов ГЭС в среде WINDOWS"	3 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НТЦ электроэнергетики"	3 000,00		
41		1.4.12.	Выполнение работ по созданию ПО «Расчет распределения мощности и электроэнергии по классам напряжения в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области по данным ОИК»	Оперативный отчет о балансе электроэнергии и мощности в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области по классам напряжения. Использование расчетной информации для планирования балансов и потерь электроэнергии по заданию ОАО «СО ЕЭС» и ФСТ. 1) Импорт в базу данных ПО информации о режимных параметрах из файлов формата ПК «RastrWin» с делением по уровням напряжения и районам/территориям. 2) Ввод в ПО необходимой информации для расчета технологических потерь мощности и электроэнергии. 3) Расчет на базе почасовых установившихся режимов в объеме рассчитанной модели сети: а) баланса мощности по уровням напряжения и районам (в том числе г. Санкт-Петербург, Ленинградская область, сеть ЕНЭС) с учетом технологических потерь мощности в сети; б) баланса электроэнергии по уровням напряжения и районам (в том числе г. Санкт-Петербург, Ленинградская область, сеть ЕНЭС) с учетом технологических потерь энергии в сети; в) технологических потерь мощности и электроэнергии, в том числе в оборудовании, не представленном в расчетной модели. 4) Сохранение отчетных форм в формате MS Excel. База данных ПО работает под управлением СУБД MS SQL Server 2000.	700,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "Энергоэксперт-сервис"	700,00		
42		1.4.13.	Создание ПО "Система автоматизированного планирования энергетических режимов ЕЭС России" и приобретение на него исключительного права.	Обеспечен расчет балансов электроэнергии (мощности) в соответствии с заданными условиями и характеристиками режимов работы генерирующего оборудования с учетом их возможного изменения внутри каждых суток периода прогнозирования.	6 000,00	Закрытый запрос предложений	-	6 000,00		
43		1.4.14.	Приобретение права использования программного обеспечения «Локальный топологический процессор» и выполнение работ по установке, настройке и вводу программного обеспечения в эксплуатацию в целях создания динамической, управляемой модели схемы энергосистемы Москвы и Московской области и отображения её на диспетчерском щите с использованием программно-аппаратного комплекса «Оперативно-информационный комплекс СК-2007»	Оптимизировано отображение на диспетчерском щите существующих и вновь вводимых объектов электроэнергетики.	8 142,00	конкурс	-	4 956,00		
44		1.4.15.	Создание и внедрение ПО "Автоматизированный перечень объектов диспетчеризации Системного оператора с фиксацией их технических характеристик" и приобретение на него исключительного права	ПО "Автоматизированный перечень объектов диспетчеризации Системного оператора с фиксацией их технических характеристик". Получено исключительное право на ПО	11 000,00	Договор № 122/10 от 01.06.2010, доп. согл. № 1 от 20.10.2010	ООО "НВФ "СМС"	3 500,00		
45	Проектные работы, программные и технические комплексы мониторинга, технического контроля и анализа готовности диспетчерских центров и объектов электроэнергетики к обеспечению надежного функционирования энергосистемы	1.5.1.	Разработка проектной документации на создание программно-аппаратного комплекса "Автоматизированная система картографического отображения аварийных и нештатных ситуаций" и прототипа системы и приобретение на них исключительного права	Разрабатываемый ПАК обеспечит: 1) автоматизированную обработку информации о работе объектов электроэнергетики и авариях в электроэнергетике для осуществления мониторинга и анализа функционирования электроэнергетической системы; 2) представление информации о параметрах работы энергосистемы и возникающих авариях и нештатных ситуациях с привязкой к карте Российской Федерации согласно Регламенту взаимодействия Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) и штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, утвержденному Руководителем Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения, Министром энергетики Российской Федерации С.И. Шматко 03.03.2009	7 000,00	Закрытый конкурс	-	7 000,00		
46		1.5.2.	Модификация ПО "База аварийности в электроэнергетике" в части обработки отчетов субъектов электроэнергетики по аварийности	Ввод в работу ПК позволит автоматизировать процесс оформления актов расследования аварий и анализа аварийности в электроэнергетике. В том числе сформировать консолидированный отчет по формам согласно приказу Минэнерго России от 02.03.2010 № 92	3 500,00	Закупка у единственного поставщика	ЗАО "ИЭС"	3 500,00		
47		1.5.3.	Выполнение работ по созданию ПО "Автоматизированный мониторинг подготовки и аттестации лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике" и приобретение на него исключительного права	Разработана и внедрена трехуровневая (ИА-ОДУ-РДУ) база данных проведения подготовки, аттестации и выдачи Аттестатов диспетчеров работникам ОАО «СО ЕЭС», контроля проведения периодической аттестации персонала, допущенного к работе, систематизации сведений о технологических условиях работы диспетчерских центров, об электроэнергетических режимах, объектах диспетчеризации в закрепленной операционной зоне и особенностях управления ими.	3 000,00	Открытый запрос предложений	-	3 000,00		

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
48		1.5.5.	Выполнение работ по созданию ПО и базы «Информационно-справочная система карт-схем энергосистем» и приобретение на него исключительного права	Создано и внедрено ПО для Интернет-доступа к базе данных карт-схем энергосистем России, содержащих электростанции установленной мощностью 5 МВт и выше и электрические сети напряжением 110 кВ и выше в геоинформационном представлении	500,00	Нерегламентированная закупка	-	500,00		
49		1.5.6.	Выполнение работ по созданию ПО и базы «Автоматизированная система оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций» и приобретение на него исключительного права	Выполнение работы позволит обеспечить оперативный контроль топливообеспечения электростанций с учетом задач оперативно-диспетчерского управления и представление руководству Минэнерго России и ОАО «СО ЕЭС» информации о текущем состоянии и выполнении нормативов запасов топлива, ежесуточном поступлении топлива на электростанции и его расходе. Реализация системы позволит обеспечить: - сбор ежесуточной информации о топливообеспечении электростанций; - контроль полноты и достоверности данных; - просмотр и корректировку данных; - проведение расчетов по заданным алгоритмам; - формирование и печать установленных форм и справочной информации за разные периоды; - обмен информацией с БД Минэнерго России; - ведение необходимых классификаторов и справочников; - защиту от несанкционированного доступа и др.	4 000,00	Открытый запрос предложений	-	4 000,00		
50	Программно-технические комплексы и средства профессиональной подготовки и аттестации диспетчерского и технологического персонала	1.6.2.	Поставка, адаптация и передача права использования режимного тренажера диспетчера "Финист" в филиалы ОАО "СО ЕЭС" РДУ операционных зон ОДУ Северо-Запада, Сибири и Востока	Организована межсистемная тренажерная подготовка диспетчерского персонала РДУ в пределах операционной зоны соответствующего ОДУ	43 080,00	Закупка у единственного поставщика	ЗАО "Монитор Электрик"	43 080,00		
51	Технологии поддержки торговых процедур, сопровождения рынка и отчетности	2.1	Выполнение работ по модификации ПО "Сайт балансирующего рынка"	Развитие функционала за счет разработанной модульной архитектуры для решения задач: - предоставления интерфейсов доступа участникам рынка и внешним системам к данным СБР посредством XML_сообщений; - доведение до участников рынка оперативной информации, данных о результатах участия в ОРЭ, регламентов, документов и новостей посредством КПК-версии сайта; - предоставление интерфейсов для персонализации настроек пользователей СБР в части страниц сайта и параметров сайта; - предоставление интерфейсов для наглядного отображения в графическом виде статистики запросов пользователей к СБР и событий СБР для администраторов сайта; - доведение до участников рынка регламентированных аналитических отчетов в виде табличных, графических, матричных представлений на основе данных БД СБР.	4 000,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "РБК-Центр"	2 500,00		
52		2.2	Выполнение работ по модификации ПО автоматизированной системы обмена уведомлениями о составе и параметрах генерирующего оборудования	Развитие системы "MODES-Terminal" для автоматизации деловых процессов в части планирования работы энергосистемы и определения фактического исполнения обязательств участников рынка по поставке мощности: - обеспечить гибкость пользовательских настроек отображения; - обеспечить интеграцию с внешними комплексами; - ввести функции автозаполнения, дорасчетов и проверки; - обеспечить гибкость настроек и функциональность пользовательских отчетов; - реализовать функционал предоставления программных интерфейсов "внешним" комплексам; - обеспечить проверку и анализ исходных данных для определения фактического исполнения обязательств участников рынка по поставке мощности, а также разработать аналитические формы и отчеты; - реализовать графическое отображение элементов топологии электрической схемы.	15 000,00	Закупка у единственного поставщика	ЗАО "Монитор Электрик"	15 000,00		

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
53		2.4	Выполнение работ по модификации ПО для обеспечения расчетов целевого рынка мощности	Обеспечено проведение КОМ по его ценовым характеристикам, на узловой модели электрической сети, с учетом заданных ограничений, а также расчет фактических объемов поставки мощности. Модифицированное ПО позволяет: 1) формирование топологии для проведения расчетов (размерность обрабатываемой системой узловой модели – не менее 10000 узлов, 15000 ветвей); 2) загрузку реестра участников КОМ в установленном формате; 3) обработку данных по объектам генерации – генерирующим единицам мощности (ГЕМ) с привязкой к узлам расчетной модели с учетом наложенных ограничений; 4) обработку данных по группе ГЕМ с учетом суммарных ограничений на группы ГЕМ; 5) обработку потребления узлов и объединений узлов с учетом возможности задания регулируемого спроса; 6) обработку ценовых заявок для целей учета в КОМ с диапазоном ценовых ступеней от 1 до 5; 7) моделирование ценовых заявок; 8) моделирование изменений исходных данных для вариантных расчетов; 9) проведение оптимизационного расчета по критерию минимизации стоимости мощности с учетом ограничений между зонами свободного переток (ЗСП) и интегральных технических ограничений; 10) проведение проверки выполнения локальных технических ограничений и реализуемости режимов отдельных ЗСП. ВРДО путем доотбора соответствующих мощностей; 11) формирование перечня ГЕМ, отобранных по результатам КОМ; 12) формирование цены по ГЕМ и ЗСП; 13) формирование реестра результатов КОМ в установленном формате; 14) проведение единичных и последовательных расчетов на основе сценариев; 15) инструментарий для построения аналитической информации по результатам расчетов; 16) расчет фактических объемов поставки мощности; 17) формирование реестра фактических объемов поставки мощности в установленном формате. Система осуществляет информационный обмен со следующими внешними системами, используемыми в ОАО «СО ЕЭС»: • ПАК «Единая система справочников» • Сайт «Конкурентный отбор мощности» • ПО «Оптимизация активной мощности» • ПАК «Информационная система сбора и обработки фактических объемов генерации, потребления и перетоков электроэнергии»	12 712,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "ВэбСофт Энергоконсалт"	12 712,00		
54		2.5	Выполнение работ по модификации ПО рынка системных услуг	Совершенствование системы контроля обязательств по оказанию системных услуг и учета режимов работы и параметров генерирующего оборудования в целях подтверждения факта предоставления системной услуги с учетом изменений в нормативно-правовой базе рынка системных услуг и модели этого рынка	10 000,00	Закупка у единственного поставщика	ЗАО "Институт Энергетических Систем"	10 000,00		
55		2.7	Выполнение работ по модификации ПО расчета объемов и цен балансирующего рынка	Поддержание ПО в актуальном состоянии в соответствии с регламентами рынка. Оптимизация внутренних алгоритмов ПО с целью увеличения скоростей расчета и увеличения количества выполняемых расчетов	2 500,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "Карана-Консалт"	2 500,00		
56		2.8	Выполнение работ по модификации ПО "Оптимизация активной мощности" (ПО "ОПАМ")	Модифицированное ПО «ОПАМ»: 1) Обеспечивает подготовку исходной информации для оптимизационного расчета планов и цен балансирующего рынка в соответствии с методикой формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора БР. 2) Формирует отчетную информацию в соответствии с форматами данных, утвержденных Соглашением о взаимодействии Администратора торговой системы и Системного оператора на оптовом рынке электроэнергии. 3) Актуализирует выходные форматы результирующей информации о диспетчерском графике в интеграции с корпоративным ПО Системного оператора. Обеспечивается распространение планового диспетчерского графика с помощью корпоративной интеграционно-транспортной системы без использования файлового формата мегаточки и с применением прямого чтения/записи из/в базы данных соответствующего ПО. 4) Учитывает утвержденные изменения в Регламенты оптового рынка	2 500,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "ВэбСофт Энергоконсалт"	2 500,00		
57		2.9	Выполнение работ по созданию ПО "Терминал диспетчера по управлению генерацией на БР с использованием ранжированных списков на включение/загрузку/разгрузку генерирующего оборудования и приобретение на него исключительного права	Разрабатываемое ПО позволит осуществлять проведение расчетов режимов ЕЭС России, определение перечня генерирующих объектов на основании указанных расчетов, распределение загрузки объектов генерации в соответствии с требованиями действующих на момент КОМ нормативных документов	7 670,00	Запрос предложений	-	7 670,00		
58	Системы обеспечения физической безопасности диспетчерских центров	6.1.1	Выполнение работ по проектированию и оснащению комплексами технических средств безопасности с Постом централизованного управления зданий филиалов ОАО "СО ЕЭС" ОДУ Урала и ОДУ Средней Волги	1. Создан Пост централизованного управления - программно-аппаратный комплекс для централизованного контроля и управления основными параметрами инженерных систем и систем безопасности объектов ОАО «СО ЕЭС». Позволяет оценивать текущее состояние всех технических средств безопасности и инженерных систем, определять (из набора заранее разработанных) сценарий реагирования при возникновении нештатной ситуации. Минимизируется неблагоприятное влияние «человеческого фактора» в случае возникновения нештатных, аварийных и чрезвычайных ситуаций (ЧС), время по ликвидации и локализации ЧС, степень их последствий.	22 175,72	Конкурс	-	22 175,72		
59		6.1.2	Выполнение работ по оснащению модулем интеграции систем безопасности и жизнеобеспечения здания филиала ОАО "СО ЕЭС" ОДУ Юга	2. Создана единая система мониторинга систем безопасности всех объектов ОАО «СО ЕЭС» и ситуационного управления в критичных и чрезвычайных ситуациях. Организован централизованный контроль основных параметров функционирования систем безопасности и жизнеобеспечения всех объектов, своевременное информирование о критичных и чрезвычайных ситуациях. 3. Модернизированы комплексы технических средств безопасности в целях повышения	3 328,91	Запрос предложений	-	3 328,91		

№ п/п	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития	№ по ИП	НИОКР, проектные и иные работы по инновационному развитию	Планируемый результат	Сметная стоимость, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2011 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
60		6.1.3	Выполнение работ по модернизации комплексов технических средств физической защиты здания филиала ОАО "СО ЕЭС" ОДУ Северо-Запада	антитеррористической защищенности. Модули функционируют по единому организационному алгоритму, обладают достаточной надежностью, совместимостью с уже внедренными системами и обеспечивают возможность их наращивания и модификации.	7 818,00	Конкурс	-	7 818,00		
61		6.1.9	Создание программно- аппаратных комплексов централизованного мониторинга и управления системами безопасности и инженерными системами объектов ОАО «СО ЕЭС». Приобретение и монтаж оборудования для обеспечения физической безопасности зданий диспетчерских центров ОАО "СО ЕЭС"	В состав модулей комплекса технических средств безопасности входят: модуль системы охранного телевидения; модуль системы контроля и управления доступом; модуль системы охранной сигнализации; модуль управления системой. Организация рубежей защиты объекта осуществляется по шелонированному принципу. При этом реализуются зоны и рубежи защиты периметра; защиты прилегающих зон и внутренних территорий; защиты внутренних зон и помещений.	67 501,89	Конкурс	-	67 501,89		
62	Приоритетное направление деятельности, определенное решением Совета директоров ОАО "СО ЕЭС" от 31.08.2010 № 93	Смета затрат	НИР "Программа модернизации электроэнергетики России до 2030 года"	В качестве объектов электроэнергетики в работе приняты тепловые, гидравлические и атомные электростанции с оборудованием единичной мощностью 100 МВт и выше, электрические сети напряжением 6 кВ и выше. Задачи работы: <ul style="list-style-type: none"> • определение на основе моделирования процессов развития и функционирования электроэнергетики объема модернизации, включая вывод мощности из эксплуатации, и ранжирование электростанций и сетей и установленного оборудования в них по срокам осуществления модернизации с обеспечением заданной надежности энергоснабжения потребителей; • разработка целостного массива данных по техническим возможностям проведения процесса модернизации с целью выбора типовых проектов и серийного оборудования; • разработка предложений по модернизации электросетевого комплекса, результатом которых должно стать создание интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью Этап 1. - Разработка методического подхода к составлению «Программы модернизации электроэнергетики России» на период до 2030 г.» - Анализ мирового опыта развития технологий производства, передачи и распределения электроэнергии - Анализ текущего состояния и разработка предварительных предложений по модернизации электроэнергетики на период до 2030 г. Этап 2. Разработка «Программы» модернизации электроэнергетики на период до 2020 года Этап 3. Прогнозная оценка: - модернизации объектов электроэнергетики на период до 2030 года (перечень энергообъектов, направления обновления основного оборудования, потребность в основном оборудовании, потребность генерирующих компаний в оборудовании унифицированного ряда, потребность в топливе, оценка капитальных вложений на модернизации основного оборудования); - объема работ (МВт); - потребности в основном оборудовании и оборудовании очистки дымовых газов по рассматриваемым вариантам «Программы»; - разработка «Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г.» Все этапы представляются на экспертизу в НП «НТС ЕЭС» и Комиссию по модернизации электроэнергетики России при Минэнерго России	100 000,00	Договор №26/10 от 15.09.2010	ОАО "ЭНИН"	60 000,00		
ВСЕГО по НИОКР, проектным и иным инновационным работам ОАО "СО ЕЭС" на 2011 год, тыс.руб. с НДС					891 488,37			702 483,35		
из них по Инвестиционной программе ОАО "СО ЕЭС" на 2011 год					тыс. руб. с НДС	791 488,37		642 483,35	20 356 063,41	3,2%
					тыс. руб. без НДС			573 645,85		2,8%
в том числе:			- фундаментальные исследования		320 285,00	35,9%		217 543,50	31,0%	
			- прикладные исследования		358 633,37	40,2%		317 816,35	45,2%	
			- разработки		212 570,00	23,8%		167 123,50	23,8%	
						100,0%			100,0%	

**Перечень НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию
технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, планируемых ОАО "СО ЕЭС" в 2012 году**

№	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития компании	№ п/п	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР)	Планируемый результат	Сметная стоимость работ, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2012 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1. НИОКР и проектные работы по развитию технологий, программных комплексов, технических принципов, алгоритмов управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России и обеспечения параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран	1.1.1.	Выполнение НИР "Исследование научно-методических основ обеспечения надежности при управлении функционированием и развитием ЕЭС России в современной структуре электроэнергетики и разработка национальных стандартов для ее обеспечения"	1. Предложения по формированию нормативно-технической документации по обеспечению системной надежности с учетом опыта зарубежных стран. 2. Проекты национальных стандартов по системной надежности. 3. Национальные стандарты по системной надежности, прошедшие экспертизу Технического Комитета "Системная надежность в электроэнергетике" и утвержденные в Федеральном Агентстве "Росстандарт"	15 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "ЭНИН"	15 000,00		
2		1.1.2.	Выполнение НИР "Исследование и разработка математической модели и прототипа программного обеспечения для оценки балансовой надежности перспективных вариантов развития ЕЭС России с учетом современной модели рынка электроэнергии и мощности"	Методика оценки показателей балансовой надежности, реализованная в программно-вычислительном комплексе учитывает основные факторы и случайные события, оказывающие влияние на показатели балансовой надежности перспективных вариантов развития ЕЭС России	10 000,00	Закупка у единственного поставщика	Учреждение РАН ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН	10 000,00		
3		1.1.4.	Создание программного обеспечения "Информационно-аналитическая система долгосрочного планирования энергетических режимов для всех уровней оперативно-диспетчерского управления" и приобретение на него исключительного права	Разработанное ПО позволило повысить оперативность и обоснованность принятия решений при планировании энергетических режимов. Результаты используются при долгосрочном планировании режимов работы ЕЭС России и для подготовки информационно-аналитических отчетов	35 000,00	Запрос предложений	-	35 000,00		
4		1.1.5.	Создание программного обеспечения «Автоматизированная система сбора, обработки, хранения и контроля метаданных» и приобретение на него исключительного права	Разработанное ПО позволило создать единую информационную базу метаданных ОАО "СО ЕЭС". Методические используются для прогнозирования объема производства и потребления электроэнергии (мощности) и формирования резерва производственных энергетических мощностей, а также для проведения аналитической и информационной работы в ОАО "СО ЕЭС"	10 260,00	Запрос предложений	-	10 260,00		
5		1.1.6.	Выполнение НИР «Исследование особенностей методов и средств отображения технологической информации на диспетчерских пунктах и разработка Стандарта визуализации диспетчерской информации на средствах коллективного отображения»	Обеспечено повышение надежности управления энергетическим режимом ЕЭС России за счет внедрения в диспетчерских пунктах ОАО "СО ЕЭС" разработанных концептуальных подходов визуализации диспетчерской информации на средствах коллективного отображения	8 260,00	Закупка у единственного поставщика	ЗАО "Монитор Электрик"	8 260,00		
6	2. НИОКР и проектные работы по моделированию, расчетам и анализу перспективных режимов, разработке схем и программ развития электроэнергетики, условий параллельной работы с энергосистемами зарубежных стран	1.2.1.	Выполнение работ по созданию проекта "Схема развития ЕЭС России, включая развитие ЕНЭС, на перспективу до 2018 года" и приобретение исключительного права на результат работ	Разработаны предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше по ОЭС на период до 2018 года	35 200,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "Институт "Энергосетьпроект"	35 200,00		
7		1.2.2.	Выполнение работ по ежегодной актуализации математической модели и базы данных ЕЭС России и ежегодным исследованиям перспективных электрических режимов ЕЭС России на 12-летнюю перспективу	1. Сформирована единая информационная платформа перспективного развития ОЭС и ЕЭС России. 2. Определены сетевые ограничения в контролируемых сечениях ЕЭС России с учетом вновь вводимых объектов генерации и сетевой инфраструктуры, а также новых потребителей. 3. Выявлены места с ограниченной пропускной способностью электрической сети ЕЭС России	27 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	27 000,00		
8		1.2.3.	Разработка оптимальных вариантов перспективных схем развития энергорайона по заданию Системного оператора	1. Выводы о допустимости установившихся режимов энергорайонов в нормальных и ремонтных схемах энергосистем ОЭС по режимным условиям для перспективных схем развития ОЭС при нормативных аварийных отключениях элементов электрической сети. 2. Результаты расчетов переходных процессов и токов короткого замыкания при нормативных аварийных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах ОЭС при изменении рабочих режимов ЕЭС вследствие ввода новых генерирующих объектов, линий и автотрансформаторов, присоединения крупных потребителей. 3. Предложения по совершенствованию перспективных схем энергоснабжения отдельных энергорайонов с учетом перспективных схем развития энергосистем и ОЭС	17 700,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	17 700,00		
9		1.2.4.	Разработка предложений ОАО "СО ЕЭС" для включения в схему и программу развития ЕЭС России по ОЭС Северо-Запада	Предложения по развитию генерации и электрической сети напряжением 220 кВ и выше по ОЭС Северо-Запада	11 800,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	11 800,00		

№	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития компании	№ п/п	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР)	Планируемый результат	Сметная стоимость работ, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2012 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10		1.2.5.	Выполнение обоснованных расчетов по перспективным электросетевым и генерирующим объектам ОЭС Центра, для включения их в схему и программу развития ЕЭС России, выполняемую в соответствии с Постановлением Правительства РФ №823	1. Результаты расчетов и анализа установившихся и переходных процессов, а также токов короткого замыкания в схемах ОЭС Центра при нормативных аварийных возмущениях в электрической сети. 2. Предложения по вводу и реконструкции электросетевых и генерирующих объектов, совершенствованию перспективных схем энергоснабжения отдельных энергорайонов ОЭС Центра.	15 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	15 000,00		
11		1.2.6.	Выполнение работ по созданию проекта "Схема развития ЕЭС России, включая развитие ЕНЭС, на перспективу до 2019 года" и приобретение исключительного права на результат работ	Разработаны предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше по ОЭС на период до 2019 года	36 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "Институт "Энергосетьпроект"	36 000,00		
12		1.2.7.	Анализ живучести перспективных схем ОЭС/ЕЭС России при нерасчетных аварийных возмущениях и разработка рекомендаций по повышению надежности ОЭС/ЕЭС России по ОЭС Северо-Запада	Предложения по повышению живучести энергосистем ЕЭС России на перспективу с учетом нерасчетных аварийных возмущений.	17 700,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	17 700,00		
13	3. НИОКР, проектные работы, программные и технические средства систем релейной защиты и автоматики, противоаварийного и режимного управления и мониторинга электроэнергетических режимов и системных регуляторов ЕЭС России	1.3.4	Разработка ТЭО создания системы противоаварийной автоматики Центрального узла энергосистемы Красноярского края в операционной зоне Красноярского РДУ	С учетом перспективного развития энергоузла на период до 2015 и 2020 гг. выполненное предварительное ТЭО позволило обеспечить создание современной системы противоаварийного управления в Центральном узле энергосистемы Красноярского края	5 000,00	Запрос предложений	-	1 000,00		
14			Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики по операционной зоне Филиала ОАО "СО ЕЭС" Амурское РДУ	Переходящая работа с 2011 года. 1. Принципы противоаварийного в Благовещенском энергорайоне операционной зоны Амурского РДУ приведены в соответствие Стандарту ОАО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия создания объекта. Нормы и требования». 2. Повышена эффективность противоаварийного управления в нормальных и ремонтных схемах.	5 895,00	конкурс	-	2 655,00		
15		1.3.5	Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ	Разработанные принципиальные технические решения по реконструкции ПА в энергосистеме операционной зоны Филиала ОАО "СО ЕЭС" Саратовское РДУ на перспективу развития энергосистемы до 2015 и до 2020 годов позволили: - оптимизировать настройку существующих комплексов ПА и определить необходимость установки новых комплексов ПА; - аргументировано включить решения по ПА в проекты по реконструкции существующих и вводу новых объектов электроэнергетики	5 600,00	Конкурс	-	2 700,00		
16		1.3.6	Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики в операционной зоне Курское РДУ	С учетом перспективного развития на период до 2012 и 2017 гг. выполнение предварительного ТЭО позволило обеспечить создание современной системы противоаварийного управления в операционной зоне Курского РДУ	6 000,00	Конкурс	-	2 000,00		
17		1.3.7	Выполнение работ по созданию программно-аппаратного комплекса централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности Филиала ОАО «СО ЕЭС» Кольское РДУ	ПО ЦС АРЧМ Кольского РДУ. Эксплуатационная документация на ПАК ЦС АРЧМ Кольского РДУ	12 980,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	10 620,00		
18	1.3.8	Разработка ТЭО реконструкции системы противоаварийной автоматики операционной зоны Архангельского РДУ	Проектная документация "Технико-экономическое обоснование реконструкции системы противоаварийной автоматики операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ для увеличения максимально допустимого перетока в контролируемом сечении Плесеци-Няндомы	5 400,00	Запрос предложений	-	2 700,00			
19	1.3.9	Выполнение работ по созданию пилотного (на одном энергообъекте) проекта системы мониторинга системных регуляторов, в части автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения генераторов электростанций, и приобретение исключительного права на программное обеспечение	<ul style="list-style-type: none"> разработана методика оценки корректности функционирования АРВ и СВ генераторов электростанций; разработана технология мониторинга системных регуляторов (в части АРВ и СВ генераторов электростанций); разработаны различные варианты реализации технологии мониторинга АРВ и СВ генераторов электростанций; создан макет системы мониторинга АРВ и СВ на электродинамической модели ОАО «НИИПТ», отработаны принятые технические и алгоритмические решения; разработано программное обеспечение и создано анализирующее устройство системы мониторинга АРВ и СВ генераторов электростанций, работающее в режиме off-line; разработан проект размещения устройства и установлено созданное анализирующее устройство на электростанции (Северо-Западная ТЭЦ ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС") с проведением мониторинга АРВ и СВ генераторов станции в режиме off-line 	22 125,00	Договор № 312-02-3-10 от 23.04.2010	ОАО "НИИПТ"	1 000,00			
20	1.3.11	Выполнение НИР «Разработка алгоритмов управления передачами и вставками постоянного тока для целей автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, и требований к информационному обеспечению»	Утвержденное исполнительным аппаратом ОАО «СО ЕЭС» Техническое задание на разработку алгоритмов управления передачами и вставками постоянного тока для целей АРЧМ и требований к информационному обеспечению Отчет по исследованиям и алгоритмам управления передачами и вставками постоянного тока как регулирующих энергообъектов для систем АРЧМ и требований к информационному обеспечению; Исключительные имущественные права на ТЗ и Отчет	5 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ"	5 000,00			

№	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития компании	№ п/п	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР)	Планируемый результат	Сметная стоимость работ, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2012 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21		1.3.12	Создание программно-аппаратных комплексов оценки тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе системы мониторинга переходных режимов и приобретение исключительного права на результат работ	Внедрение ПО системы мониторинга динамических свойств энергосистемы позволило проводить исследование динамических свойств энергосистемы, применять результаты при расследовании технологических нарушений, верификации расчетных моделей, оценке тяжести режима в опасных сечениях и т.д. Развертывание СМГР в Сибири позволило уточнить оценку пропускной способности линий электропередач и повысило надежность электроснабжения потребителей.	19 080,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ" (филиал "Системы управления энергией")	6 000,00		
22		1.3.13	Выполнение работ по разработке программных модулей автоматической системы по сбору информации с регистраторов мониторинга переходных режимов для сбора информации с концентраторов данных о параметрах электрических режимов	1) унификация информационных систем сбора и хранения информации регистраторов с учетом интересов пользователей, в том числе, собственников объектов управления (ПС и ЭС); 2) выполнение системных проектов с учетом единых требований к подсистемам сбора и хранения информации; 3) повышение качества информационного обслуживания технологов СО за счет возможности доступа к данным от регистраторов различных типов посредством созданной автоматизированной системы сбора и обработки данных от регистраторов СМГР, которая может быть доработана в соответствие с представленными требованиями. 4) обеспечение нового качества информации о параметрах электрического режима, оборудования и аварийных событиях, что, в свою очередь, позволит разработать новые алгоритмы и методологии управления ЭЭС как в нормальных, так и в аварийных режимах	7 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ" (филиал "Системы управления энергией")	2 000,00		
23		1.3.14	Выполнение работ по созданию и внедрению программного обеспечения "Системы анализа параметров электрического режима по данным системы мониторинга переходных режимов" и приобретение исключительного права на программное обеспечение	1) получения ПО выполняющего в автоматическом режиме функции пер-вичного анализа данных; 2) повышения наблюдаемости электрической сети; 3) повышение качества информационного обслуживания технологов СО, с возможностью более оперативного применения данных СМГР	6 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ" (филиал "Системы управления энергией")	6 000,00		
24		1.3.16	Выполнение НИР по созданию и проведению испытаний опытного образца сверхбыстродействующей оптической релейной защиты "мертвой" зоны распределительного устройства напряжением 500 кВ мощной электростанции	Повышена быстрота отключения коротких замыканий в "мертвой" зоне и предотвращены неселективные отключения смежных элементов существующей системы РЗ и УРОВ с обеспечением динамической устойчивости энергоблоков мощной электростанции, как следствие - повышена общая надежность работы энергосистемы.	10 000,00	Закупка у единственного поставщика	ГОВ ВПО "МЭИ (ТУ)	5 000,00		
25			Разработка унифицированных ПО ЦКС/ЦС АРЧМ на платформе СК-2003/2007	Переходящая работа с 2011 года. Унифицированное ПО ЦКС/ЦС АРЧМ, функционирующее на базе системы СК-2003/2007. Инструкция по переводу комплекса программы ЦКС/ЦС АРЧМ на СК-2003/2007	8 000,00	Закупка у единственного поставщика	Филиал ОАО "НИИПТ" "Технологии автоматического управления"	1 500,00		
26		1.3.17	Выполнение работ по созданию программного обеспечения "Расчет параметров кабелей высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена" и приобретение права использования на программное обеспечение	Повышено качество расчетов параметров кабельных линий для целей актуализации расчетных моделей и расчетов токов КЗ	2 360,00	Закупка у единственного поставщика	ГОВ ВПО "МЭИ (ТУ)	2 360,00		
27	4. Программные и технические комплексы расчета, анализа и оптимизации текущих и перспективных электроэнергетических режимов	1.4.1	Модификация иерархической системы прогнозирования электропотребления в связи с изменением состава объектов прогнозирования, учитываемых при актуализации расчетной модели и приобретение исключительного права на модифицированное ПО	Модификация иерархической системы прогнозирования электропотребления обеспечила формирование на уровне исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» планового прогноза электропотребления по территориям прогнозирования 1-й синхронной зоны ЕЭС России с учетом изменения состава объектов прогнозирования, учитываемых при актуализации электрической расчетной модели	8 700,00	Закупка у единственного поставщика	ООО "Энергостат"	8 700,00		
28		1.4.4	Создание программного обеспечения расчета, согласования и утверждения диспетчерского графика (ПО "Диспетчерский график") и приобретение на него исключительного права	Внедрение программного обеспечения «Диспетчерский график» обеспечило автоматизацию процесса формирования, рассмотрения и утверждения диспетчерского графика на предстоящие путем обработки информации полученной из ПО «БАРС», повысило эффективность обработки и анализа плановых параметров электроэнергетических режимов	5 000,00	Закупка у единственного поставщика	ООО НВФ "СЕНСОРЫ,МОДУЛИ,СИСТЕМЫ"	5 000,00		
29		1.4.5	Создание программного обеспечения анализа электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях в виде отдельного EMS-приложения для использования в автоматизированной технологии ОАО «СО ЕЭС» и приобретение на него исключительного права	EMS-приложение, готовое к вводу в промышленную эксплуатацию	15 000,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ" (филиал "Системы управления энергией")	10 201,00		

№	Перспективные и "прорывные" направления технологического развития компании	№ п/п	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР)	Планируемый результат	Сметная стоимость работ, тыс. руб. с НДС	Способ закупки	Исполнитель	Затраты / выручка в 2012 году, тыс. руб. с НДС		
								Затраты	Выручка	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30		1.4.8	Разработка алгоритмов и программного обеспечения для определения опасных сечений и расчета максимально и аварийно допустимых перепадов мощности, выполненное в форме отдельного EMS-приложения со стандартным программным интерфейсом	EMS-приложение, готовое к вводу в промышленную эксплуатацию, обеспечивающее следующую функциональность: - поиск опасных сечений электрической сети; - определение аварийно допустимых и максимально допустимых перепадов мощности в сечениях	12 980,00	Закупка у единственного поставщика	ОАО "НИИПТ" (филиал "Системы управления энергией")	12 980,00		
31	5. Проектные работы, программные и технические комплексы мониторинга, технического контроля и анализа готовности диспетчерских центров и объектов электроэнергетики к обеспечению надежного функционирования энергосистемы	1.5.1.	Модификация программного обеспечения "Автоматизированная система оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций" в части обработки отчетов объектов генерации о текущем состоянии топливообеспечения	Работа вызвана необходимостью расширения функций по обработке информации Автоматизированной системой оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций, первый этап создания которой предусмотрен инвестиционной программой на 2011 год. Целью работы является создание и внедрение программного обеспечения клиентских мест в филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ, а также разработка генератора динамических форм отчетов и системы выборки информации по поисковым запросам. Реализация системы позволит обеспечить: - контроль полноты и достоверности получаемой от объектов генерации ежесуточной информации о топливообеспечении в филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ; - формирование и печать установленных форм и справочной информации за разные периоды; - формирование и печать динамических таблиц по заданным критериям.	3 500,00	Конкурс	-	3 500,00		
32		1.5.2.	Создание и внедрение Программно-аппаратного комплекса "Автоматизированная система картографического отображения аварийных и нестандартных ситуаций" и прототипа системы и приобретение на них исключительного права (II этап)	реализована разработка проекта и прототипа системы, обеспечивающей: - отображение схемы электрической сети на карте Российской Федерации с выделением энергообъектов, на которых происходят аварийные ситуации; - обеспечение отображения большого объема информации, с учетом возможностей человека по ее восприятию; - повышение эффективности восприятия и оценки состояния энергосистем и информации о состоянии и режимах работы оборудования, причинах, последствиях и ходе ликвидации аварий; - совершенствование мониторинга функционирования энергосистем; - повышение оперативности и надежности анализа оперативной обстановки и аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики; - повышение полноты предоставляемой информации	10 000,00	Конкурс	-	10 000,00		
33		1.5.3.	Модификация программного обеспечения "База аварийности в электроэнергетике" в части развития функционала формирования аналитических отчетов	Развитие функционала формирования аналитических отчетов программного комплекса «База аварийности в электроэнергетике» позволяет существенно сократить трудозатраты при консолидации полученных от субъектов электроэнергетики отчетов, контролировать полноту получаемой информации и избежать ошибок связанных с ручной обработкой больших массивов информации	5 000,00	Закупка у единственного поставщика	ЗАО "ИЭС"	5 000,00		
34	6. Программно-технические комплексы и средства профессиональной подготовки и аттестации диспетчерского и технологического персонала	1.6.2.	Поставка, адаптация и передача права использования режимного тренажера диспетчера "Финист" в филиалы ОАО "СО ЕЭС" РДУ операционных зон ОДУ Урала и Центра	Организована межсистемная тренажерная подготовка диспетчерского персонала РДУ в пределах операционной зоны соответствующего ОДУ	59 308,80	Закупка у единственного поставщика	ЗАО "Монитор Электрик"	59 308,80		
35	7. Системы обеспечения физической безопасности диспетчерских центров	6.1	Создание программно- аппаратных комплексов централизованного мониторинга и управления системами безопасности и инженерными системами объектов ОАО «СО ЕЭС». Приобретение и монтаж оборудования для обеспечения физической безопасности зданий диспетчерских центров ОАО "СО ЕЭС"	Переходящая работа с 2011 года (см. описание в приложении № 2)	30 326,00	Конкурс	-	30 326,00		
36	8. SCADA / EMS (уровня ЦДУ-ОДУ-РДУ)	3	SCADA / EMS (уровня ЦДУ-ОДУ-РДУ)	Современная информационно-вычислительная система диспетчерского контроля и сбора данных / системы оперативного управления электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России на базе единой информационной модели, совместимой со стандартом CIM. Новая SCADA/EMS позволила: - повысить надежность и качество управления; - повысить эффективность работы Системного оператора в целом (снизить недопоставку электроэнергии потребителям по вине Системного оператора, снизить количество технологического персонала и затраты на обслуживание системы, снизить затраты на закупку дополнительного программного обеспечения.); - повысить уровень работы в рыночных условиях.	4 476 270,00	Конкурс	-	62 810,00		
ВСЕГО по НИОКР, проектным и иным инновационным работам ОАО "СО ЕЭС" по Инвестиционной программе ОАО "СО ЕЭС" на 2012 год					тыс.руб. с НДС	4 985 444,80		497 280,80		2,00%
					тыс.руб. без НДС			444 000,71	24 847 564,56	1,79%

в том числе:						
- фундаментальные исследования			4 633 983,80	93,0%	186 318,80	37,5%
- прикладные исследования			250 581,00	5,0%	216 582,00	43,6%
- разработки			100 880,00	2,0%	94 380,00	19,0%
			100,0%		100,0%	

План-график мероприятий на 2011 – 2013 годы по развитию международных связей ОАО «СО ЕЭС»

№	Мероприятие (тема)	Место проведения	Дата проведения	Продолжительность, дней	Количество участников, чел.
Мероприятия на 2011 год					
1	Заседание Административного совета VLPGO	Бразилия	1-й квартал 2011	4 дня	2
2	Конференция ENTSO-E - "Международная конференция по европейскому законодательству в энергетическом секторе"	Познань, Польша	1-й квартал 2011	2 дня	1
3	Европейский форум "Умные сети, компьютерная безопасность"	Великобритания, Лондон	1-й квартал 2011	2 дня	2
4	Международная конференция по законодательству в Энергетике	Польша	1-й квартал 2011	2 дня	1
5	Международный симпозиум СИГРЭ: "Проблемы обеспечения безопасности и надежной работы энергосистем"	Бразилия	1-й квартал 2011	4 дня	1
6	2-й международный семинар по Балтийскому региону. Десятилетний план развития инфраструктуры 2012. (ENTSO-E)	Швеция, Стокгольм	1-й квартал 2011	2 дня	2
7	Заседание ad hoc группы при Тематической группе по рынкам ЭнергодIALOGA Россия-ЕС	Брюссель, Бельгия	2-й квартал 2011	2 дня	5
8	Заседание Тематической группы по рынкам ЭнергодIALOGA Россия-ЕС	Брюссель, Бельгия	2-й квартал 2011	3 дня	5
9	Конференция "Russia Power 2012"	Москва	2-й квартал 2011	2 дня	1
10	Конференция "Рынок системных услуг в Европе"	Гамбург, Германия	2-й квартал 2011	2 дня	1
11	Ежегодная конвенция и конференция Еврэлэктрик	Бельгия	2-й квартал 2011	2 дня	1
12	Заседание Административного совета СИГРЭ	Франция	2-й квартал 2011	3 дня	3
13	Международный семинар "Диспетчерские центры: архитектура и функционирование"	Испания	2-й квартал 2011	2 дня	2
14	Международная конференция "Передача и распределение электроэнергии. Умные сети в Европе"	Нидерланды, Амстердам	2-й квартал 2011	3 дня	2
15	Международная конференция "Удовлетворение спроса и динамика цен"	Великобритания, Лондон	2-й квартал 2011	2 дня	1
16	Международный семинар "Заседание РГ по программным приложениям СМГР" (VLPGO)	США	2-й квартал 2011	3 дня	3
17	Конференция ENTSO-E "Передача и распределение электроэнергии, технология smart grids в Европе"	Амстердам, Голландия	2-й квартал 2011	3 дня	1
18	Ежегодная конвенция и конференция Еврэлэктрик	Бельгия, Брюссель	2-й квартал 2011	2 дня	1
19	Совместный семинар с комитетом по развитию энергосистемы ENTSO-E	Бельгия, Брюссель	2-й квартал 2011	3 дня	5
20	Совместный семинар с ENTSO-E	Брюссель, Бельгия	3-й квартал 2011	2 дня	10
21	Заседание Управляющего комитета СИГРЭ	Париж, Франция	3-й квартал 2011	3 дня	1
22	Годовое заседание VLPGO	Китай	3-й квартал 2011	3 дня	12
23	Совместный семинар с рабочей группой по разработке технических регламентов ENTSO-E	Москва, Россия	3-й квартал 2011	3 дня	5
24	Международный семинар "Интеграция возобновляемых источников энергии" (VLPGO)	Великобритания, Лондон	3-й квартал 2011	2 дня	2
25	Международный семинар "Интеллектуальные сети" (VLPGO)	Корея	3-й квартал 2011	3 дня	2
26	Международный семинар "Прогнозирование нагрузки" (VLPGO)	Испания	3-й квартал 2011	2 дня	2
27	Международный семинар "Ключевые показатели эффективности" (VLPGO)	Россия	3-й квартал 2011	2 дня	15
28	Международный семинар "Заседание РГ по передовым методикам послеаварийного восстановления" (VLPGO)	Италия	3-й квартал 2011	2 дня	1
29	Международный семинар "Заседание комитета по связям с органами власти и представителями общественности" (VLPGO)	Франция	3-й квартал 2011	2 дня	1
30	Конференция и выставка "POWERGRID Europe 2011"	Бельгия, Антверпен	3-й квартал 2011	3 дня	1

№	Мероприятие (тема)	Место проведения	Дата проведения	Продолжительность, дней	Количество участников, чел.
31	Заседание Тематической группы по рынкам ЭнергодIALOGA Россия-ЕС	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2011	2 дня	5
32	Совместный семинар с комитетом по развитию энергосистемы ENTSO-E	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2011	3 дня	5
33	Совместный семинар с рабочей группой по десятилетнему плану развития сети ENTSO-E	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2011	3 дня	5
34	Совместный семинар с рабочей группой по разработке технических регламентов ENTSO-E	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2011	3 дня	5
Мероприятия на 2012 год					
1	Международный семинар "Интеграция возобновляемых источников энергии" (VLPGO)	Великобритания, Лондон	1-й квартал 2012	2 дня	2
2	Международный семинар "Интеллектуальные сети" (VLPGO)	Корея	1-й квартал 2012	3 дня	2
3	Международный симпозиум СИГРЭ: "Планирование энергосистем и экономика"	Франция	1-й квартал 2012	2 дня	2
4	Международный симпозиум СИГРЭ: "Планирование энергосистем и экономика"	Франция	1-й квартал 2012	2 дня	2
5	Международная конференция ENTSO-E "Возобновляемые источники энергии - Ветровая энергия, факты"	Бельгия	1-й квартал 2012	2 дня	2
6	Международная конференция "Рынки мощности в Европе"	Нидерланды	2-й квартал 2012	2 дня	2
7	Международный коллоквиум СИГРЭ "Разработка новых технологий. Умные сети"	Япония	2-й квартал 2012	2 дня	2
8	Ежегодная конвенция и конференция Еврэлэктрик	Валетта, Мальта	2-й квартал 2012	2 дня	1
9	Заседание Тематической группы по рынкам ЭнергодIALOGA Россия-ЕС	Брюссель, Бельгия	2-й квартал 2012	3 дня	5
10	Заседание ad hoc группы при Тематической группе по рынкам ЭнергодIALOGA Россия-ЕС	Брюссель, Бельгия	2-й квартал 2012	2 дня	5
11	Заседание Тематической группы по рынкам ЭнергодIALOGA Россия-ЕС	Брюссель, Бельгия	2-й квартал 2012	3 дня	5
12	Международный семинар "Прогнозирование нагрузки" (VLPGO)	Испания	2-й квартал 2012	2 дня	2
13	Международный семинар "Заседание РГ по программным приложениям СМГР" (VLPGO)	Россия	2-й квартал 2012	3 дня	3
14	Международный семинар "Ключевые показатели эффективности" (VLPGO)	Россия	3-й квартал 2012	2 дня	15
15	Международный семинар "Заседание РГ по передовым методикам послеаварийного восстановления" (VLPGO)	Италия	3-й квартал 2012	2 дня	1
16	Международный семинар "Заседание комитета по связям с органами власти и представителями общественности" (VLPGO)	Франция	3-й квартал 2012	2 дня	1
17	Конференция и выставка "POWERGRID Europe 2012"	Лондон, Великобритания	3-й квартал 2012	3 дня	1
18	Заседание Управляющего комитета СИГРЭ	Сочи, Россия	3-й квартал 2012	3 дня	1
19	Годовое заседание VLPGO	Санкт-Петербург, Россия	3-й квартал 2012	3 дня	12
20	44-я Сессия СИГРЭ	Париж, Франция	3-й квартал 2012	7 дней	20
21	Совместный семинар с ENTSO-E	Брюссель, Бельгия	3-й квартал 2011	2 дня	10
22	Международная конференция СИГРЭ "Электроэнергетический рынок и его регулирование"	Бельгия	3-й квартал 2012	2 дня	2
23	Европейский форум по Smart grid	Германия	3-й квартал 2012	2 дня	2
24	Международная конференция "оценка эффективности и потенциал технологии хранения энергии"	Германия	3-й квартал 2012	3 дня	1
25	Международный коллоквиум СИГРЭ "Управление и контроль энергосистем"	Россия	3-й квартал 2012	2 дня	20

№	Мероприятие (тема)	Место проведения	Дата проведения	Продолжительность, дней	Количество участников, чел.
26	Ежегодная конференция Ассоциации энергетических бирж	Сидней, Австралия	4-й квартал 2012	3 дня	1
27	Заседание ad hoc группы Энергодialogа Россия-ЕС по взаимодействию системных операторов России и ЕС	Москва/Минэнерго России	4-й квартал 2012	1 день	20
28	Конференция ENTSO-E "Создание европейской электросетевой инфраструктуры для снижения уровня выбросов CO2"	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2012	2 дня	2
29	Совместный семинар с комитетом по развитию энергосистемы ENTSO-E	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2011	3 дня	5
30	Совместный семинар с рабочей группой по десятилетнему плану развития сети ENTSO-E	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2011	3 дня	5
31	Совместный семинар с рабочей группой по разработке технических регламентов ENTSO-E	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2011	3 дня	5
32	Международная конференция "Информационные системы и связь"	США	4-й квартал 2012	2 дня	2
33	Заседание Тематической группы по рынкам Энергодialogа Россия-ЕС	Брюссель, Бельгия	4-й квартал 2011	2 дня	5
34	Международный семинар "Заседание РГ по передаче постоянного тока (опыт эксплуатации) (VLPGO)"	Бразилия	4-й квартал 2012	3 дня	1
Мероприятия на 2013 год					
1	Ежегодная конвенция и конференция Еврэлэктрик	Бельгия	2-й квартал 2013	2 дня	1
2	Заседание Административного совета СИГРЭ	Франция	2-й квартал 2013	3 дня	3
3	Заседание Управляющего комитета СИГРЭ	Париж, Франция	3-й квартал 2013	3 дня	1
4	Годовое заседание VLPGO	Китай	3-й квартал 2013	3 дня	12
5	Заседание Управляющего совета VLPGO	США	4-й квартал 2013	2 дня	2
Ежегодные мероприятия в 2011 – 2013 годах					
1	Участие в научных международных семинарах исследовательских комитетов СИГРЭ		не менее 5 раз в год	2 дня	3
2	Участие в научных международных семинарах Исследовательских комитетов VLPGO		не менее 5 раз в год	2 дня	3
3	Участие в международных конференциях/форумах		не менее 5 раз в год	2 дня	3
4	Проведение научных семинаров/коллоквиумов		ежеквартально	3 дня	3
5	Совместные семинары с ENTSO-E		ежеквартально	3 дня	3
6	Заседания тематических групп энергодialogа Россия-ЕС		раз в полгода	2 дня	3
7	Заседания ad hoc группы при тематической группе по рынкам энергодialogа Россия-ЕС		раз в полгода	2 дня	2

**Перечень инвестиционных работ на 2011 – 2012 годы,
реализуемых в соответствии с Программой энергосбережения ОАО "СО ЕЭС" на 2010 – 2012 годы**

№ п/п	Филиал	Наименование инвестиционной работы	Вид актива	Объем финансирования, тыс. руб. с НДС
1	2	3	4	5
2011 год				
1	ОДУ Урала	Выполнение работ по реконструкции теплового пункта и наружных тепловых сетей здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г. Екатеринбург, ул. Толмачева, 6	СМР	7 509,60
2	ОДУ Урала	Выполнение работ по реконструкции внутренней системы отопления здания ОАО "СО ЕЭС" по адресу: г. Екатеринбург, ул. Толмачева, 6	СМР	14 869,50
3	ОДУ Урала	Реконструкция здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г. Екатеринбург, ул. Толмачева, 6 (Система внутреннего электроснабжения)	СМР	33 000,00
4	ОДУ Юга	Выполнение проектных работ по созданию системы автоматического управления освещением зданий ОАО «СО ЕЭС», расположенных по адресу: г.Пятигорск, ул. Подстанционная, 26	ПИР	487,00
5	ОДУ Юга	Выполнение работ по созданию системы автоматического управления освещением зданий ОАО «СО ЕЭС», расположенных по адресу: г.Пятигорск, ул. Подстанционная 26. (1-й этап)	СМР	950,00
6	ОДУ Юга	Выполнение работ по реконструкции внутренней сети отопления здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г. Пятигорск, ул. Подстанционная, д. 26 (2-й этап - литер А, литер К).	СМР	16 156,80
7	Дагестанское РДУ	Выполнение проектно-изыскательских работ по реконструкции системы отопления здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: РД, г.Махачкала, ул. Дахадаева, "А"	ПИР	57,00
8	Дагестанское РДУ	Выполнение работ по реконструкции системы отопления здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г.Махачкала, ул. Дахадаева, "А"	СМР	2 618,20
9	ОДУ Сибири	Выполнение проектных работ по разработке технической документации "Реконструкция здания административного Литер «А» по адресу: г. Кемерово, ул.Кузбасская д.29" (автоматизация работы системы освещения)"	ПИР	100,00
10	Алтайское РДУ	Проектные работы по модернизации системы теплоснабжения Филиала ОАО "СО ЕЭС" Алтайское РДУ	ПИР	127,44
11	Алтайское РДУ	Модернизация административного здания Филиала ОАО "СО ЕЭС" Алтайское РДУ (выполнение работ по реконструкции системы теплоснабжения)	СМР	1 146,74
12	Омское РДУ	Выполнение работ по проектированию: "Модернизация теплового пункта здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г. Омск, ул. Партизанская, 10	ПИР	74,00
13	ОДУ Востока	Выполнение работ по разработке проекта "Реконструкция системы теплоснабжения здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Муравьева-Амурского, д. 38	ПИР	404,97
14	ОДУ Средней Волги	Разработка рабочей документации "Модернизация и реконструкция существующих систем внутреннего электроосвещения и силового электрооборудования части нежилого здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г.Самара, Ленинский р-н, ул. Полевая, д. 5"	ПИР	1 407,30

№ п/п	Филиал	Наименование инвестиционной работы	Вид актива	Объем финансирования, тыс. руб. с НДС
1	2	3	4	5
15	ОДУ Средней Волги	Разработка рабочей документации "Реконструкция системы теплоснабжения с установкой пластинчатых теплообменников, блоков автоматики и регулирования части нежилого здания ОАО «СО ЭЭС», расположенного по адресу: Самарская обл., г. Самара, Ленинский р-н, ул. Полевая, д. 5"	ПИР	1 318,10
16	ОДУ Средней Волги	Поставка энергосберегающих ламп и датчиков освещенности и движения	ОСМ	92,20
17	Чувашское РДУ	Поставка энергосберегающих ламп и датчиков освещенности и движения	ОСМ	41,70
18	Ярославское РДУ	Выполнение проектных работ по реконструкции здания ОАО "СО ЭЭС", расположенного по адресу: г. Ярославль, пр. Октября, д. 42, стр. 2 в части модернизации системы внутреннего электроснабжения	ПИР	627,041
19	Исполнительный аппарат	Создание проекта по автоматизации управления рабочим и наружным освещением зданий ИА расположенных по адресу: г. Москва, Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3,4	ПИР	760,00
20	Исполнительный аппарат	Создание проекта по автоматизации управления рабочим освещением здания ИА расположенного по адресу: Летниковская д 5 стр 2	ПИР	180,000
21	Омское РДУ	Выполнение работ по реконструкции здания ОАО «СО ЭЭС», расположенного по адресу: г. Омск, ул. Партизанская, 10 (1-ый этап: фасад, главный вход, лестничные клетки)	СМР	20 318,70
22	ОДУ Сибири	Выполнение работ по монтажу теплосберегающей вентилируемой фасадной системы здания ОАО "СО ЭЭС" по адресу: г. Кемерово, ул. Кузбасская, д. 29	СМР	18 080, 00
23	ОДУ Центра	Реконструкция здания по адресу: г. Москва, ул. Староалексеевская, д.9 в части устройства вентилируемого фасада	СМР	61 162,70
24	Рязанское РДУ	Выполнение работ по монтажу вентилируемого фасада здания ОАО "СО ЭЭС" по адресу: г. Рязань, ул. Семена Середы, д. 10	СМР	6 763,70
25	Ярославское РДУ	Выполнение работ по реконструкции кровли здания ОАО "СО ЭЭС", расположенного по адресу: г.Ярославль, пр.Октября, д. 42, стр. 2	СМР	22 232,50
26	Тульское РДУ	Выполнение работ по монтажу вентилируемого фасада здания ОАО "СО ЭЭС" по адресу: г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99-А	СМР	11 916,80
27	ОДУ Средней Волги	Выполнение работ по реконструкции фасада здания ОАО "СО ЭЭС" по адресу: г. Самара, ул. Полдевая, д. 5	СМР	64 677, 6
ИТОГО в 2011 году				204 321,99

№ п/п	Филиал	Наименование инвестиционной работы	Вид актива	Объем финансирования, тыс. руб. с НДС
1	2	3	4	5
2012 год				
1	Алтайское РДУ	Разработка проектной документации "Реконструкция фасада здания ОАО «СО ЕЭС», расположенного по адресу: г. Барнаул, ул. П.С. Кулагина, д. 22"	ПИР	11,70
2	Алтайское РДУ	Выполнение работ "Реконструкция фасада здания ОАО «СО ЕЭС», расположенного по адресу: г. Барнаул, ул. П.С. Кулагина, д. 22"	СМР	3 135,20
3	Дагестанское РДУ	Разработка проектной документации "Реконструкция фасада здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: РД, г.Махачкала, ул. Дахадаева, 73 "А"	ПИР	483,90
4	Дагестанское РДУ	Выполнение работ "Реконструкция фасада здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: РД, г.Махачкала, ул. Дахадаева, 73 "А"	СМР	9 000,00
5	ОДУ Востока	Выполнение работ "Реконструкции системы теплоснабжения здания ОАО «СО ЕЭС», расположенного по адресу: Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Муравьева-Амурского, д. 38"	СМР	10 938,60
6	ОДУ Сибири	Выполнение работ "Реконструкции здания административного Литер «А» по адресу: г. Кемерово, ул.Кузбасская д.29" (автоматизация работы системы освещения)"	СМР	1 150,00
7	Омское РДУ	Выполнение работ "Модернизация теплового пункта здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г. Омск, ул. Партизанская, 10"	СМР	586,00
8	ОДУ Средней Волги	Выполнение работ "Модернизация и реконструкция существующих систем внутреннего электроосвещения и силового электрооборудования части нежилого здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г.Самара, Ленинский р-н, ул. Полевая, д. 5"	СМР	18 020,00
9	ОДУ Средней Волги	Выполнение работ "Реконструкция системы теплоснабжения с установкой пластинчатых теплообменников, блоков автоматики и регулирования части нежилого здания ОАО «СО ЕЭС», расположенного по адресу: Самарская обл., г. Самара, Ленинский р-н, ул. Полевая, д.5"	СМР	33 920,00
10	Рязанское РДУ	Выполнение проектных работ по реконструкции здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г.Рязань, ул.Семена Середы, д. 10 в части модернизации системы отопления	ПИР	236,00
11	Рязанское РДУ	Выполнение работ по реконструкции здания ОАО "СО ЕЭС", расположенного по адресу: г.Рязань, ул.Семена Середы, д. 10 в части модернизации системы отопления	СМР	1 298,00
12	ОДУ Юга	Выполнение работ "Создание системы автоматического управления освещением зданий ОАО "СО ЕЭС", расположенных по адресу: г. Пятигорск, ул. Подстанционная, д.26"	СМР	4 900,00
13	Исполнительный аппарат	Выполнение работ "Автоматизация управления рабочим и наружным освещением зданий ОАО "СО ЕЭС", расположенных по адресу: г. Москва, Китайгородский проезд, д.7, стр.3,4"	СМР	1 960,00
ИТОГО в 2012 году				85 639,40



ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНСПЕКЦИЯ ЕЭС

**ПРОГРАММА ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ
ЗАО «ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНСПЕКЦИЯ ЕЭС»**

Программа разработана в соответствии с п. 12.7
Приложения к решению Правления ОАО «СО ЕЭС»
от 18.02.2011 (Протокол № 450)

**Москва
2011 г.**

Содержание

1. Паспорт Программы инновационного развития ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС».....	3
2. Аннотация	5
3. Функциональное направление и функциональные задачи деятельности ЗАО "Техническая инспекция ЕЭС"	6
4. Инновации в основных технологических бизнес процессах.....	7
4.1. Разработка Автоматизированной Системы сбора и обработки информации.....	7
4.2. Создание Информационного Портала СКТС.....	10
5. Система контроля технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования, как инновационная технология выявления рисков снижения надежного функционирования электроэнергетики России.....	16
5.1. Основание для создания Системы контроля технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования.....	16
5.2. Цель Проекта СКТС.....	18
6. Организация технического контроля в сфере электроэнергетики – зарубежный опыт.....	19
6.1. Система регулирования электроэнергетики Австралии на примере штата Южная Австралия.....	19
6.2. Система регулирования электроэнергетики Великобритании	21
6.3. Система регулирования электроэнергетики США.....	23
7. Мероприятия в области освоения новых технологий	28
7.1. Научно-техническое сотрудничество	28
8. Мероприятия в области выпуска инновационных продуктов.....	29
8.1. Планы работ инновационного характера	29
8.2. Внедрение инновационных решений в практику контрольных мероприятий, процессов мониторинга и анализа технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования.....	32
9. Ключевые показатели эффективности (KPI).....	36
10. Краткосрочный план реализации программы и ее финансирования	37

1. Паспорт Программы инновационного развития ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»

№ п/п	Наименование программы	Программа инновационного развития ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»
1.	Ответственный исполнитель Программы	ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»
2.	Основания для разработки программы	<ul style="list-style-type: none"> - поручение Президента Российской Федерации от 31.01.2011 по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России (от 07.02.2011 № Пр-307); - решение Правительственной комиссии по высоким технологиям и инновациям от 03.08.2010 № 4; - протокол заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2011 № 102; - протокол заседания Правления ОАО «СО ЕЭС» от 18.02.2011 № 450.
3.	Связанные документы	<ul style="list-style-type: none"> - поручение Председателя Правительства Российской Федерации от 29.04.2009 № ВП-П7-256с; - решение Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Сечина, Руководителя ФСТ России С.Г. Новикова; - поручение заместителя Председателя И.И. Сечина от 09.04.2010 № ИС-П9-2276; - протокол заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 08.06.2010 № 91; - протокол заседания Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 17.11.2010 № 97.
4.	Цели программы	Инновационное развитие технологий оценки технического состояния объектов электроэнергетики и его оборудования с целью минимизации рисков снижения надежности функционирования электроэнергетики России.
5.	Задачи программы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Организация разработки качественно новых средств, компетенций и деятельности по анализу технического состояния оборудования объектов электроэнергетики с целью минимизации рисков снижения надежности функционирования электроэнергетических систем, проведение в этих целях научно-исследовательских работ. 2. Обеспечение трансформации полученных идей, результатов НИР в технологически новые или качественно усовершенствованные принципы, алгоритмы, способы, процессы анализа технического состояния оборудования

		<p>объектов электроэнергетики с целью минимизации рисков снижения надежности функционирования электроэнергетических систем..</p> <p>3. Организация внедрения инновационных решений для практического обеспечения анализа технического состояния оборудования объектов электроэнергетики с целью минимизации рисков снижения надежности функционирования электроэнергетических систем..</p> <p>4. Совершенствование технологических деловых процессов и внедрение новых методов в управлении на основе изучения лучших российских и зарубежных практик.</p> <p>5. Создание эффективной системы управления инновационной деятельностью и инновационным развитием ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС».</p>
6.	Срок реализации программы	2011 – 2012 гг.
7.	Объем и финансирования программы	Бюджет программы составляет до 800 млн. руб. без НДС.
8.	Ожидаемые конечные результаты реализации программы	Создание и внедрение инновационных решений анализа технического состояния оборудования объектов электроэнергетики, с целью минимизации рисков снижения надежности функционирования электроэнергетических систем.
9.	Целевые индикаторы программы	<ul style="list-style-type: none"> -Доля охвата объектов, учтенных в базе данных; -Коэффициенты эффективности проверок, своевременности и полноты предоставления отчетности, выполнения плана проверок; -Доля субъектов, которыми осуществляется использование системы (%)

Основным направлением инновационного развития ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» является создание программ, обеспечивающих внедрение новых технологий и решений в сфере контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики.

Система контроля технического состояния объектов электроэнергетики и его оборудования (далее – СКТС), создание которой осуществляется в рамках реализации инвестиционной программы ОАО «СО ЕЭС» на 2010–2011 годы (утверждена Приказом Минэнерго России № 386 от 13.08.2010), в полной мере соответствует основным направлениям инновационного развития ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС».

Программа разработана на основании приоритетных направлений деятельности ОАО «СО ЕЭС», утвержденных Советом директоров ОАО «СО ЕЭС» от 08.06.2010 (протокол № 91), и в соответствии с Концепцией программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011÷2016 годы и на период до 2020 года, утвержденной решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2011 (протокол № 102) .

Программа содержит описание планируемых мероприятий и практических действий по построению СКТС, и направлена на инновационное развитие технологий минимизации рисков ухудшения технического состояния оборудования, как одного из ключевых факторов обеспечения надежного функционирования электроэнергетики России.

При разработке Программы учтены:

Рекомендации по разработке программ инновационного развития компаний с государственным участием, утвержденные Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям 03.08.2010 (протокол № 4);

Методические материалы по разработке программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий, направленные письмом Минэкономразвития России от 28.01.2011 № 1338-ОФ/Д19 «Об утверждении методических материалов по разработке программ инновационного развития», письмом Минэнерго России от 07.02.2011 № АШ-926/02 «О методических материалах по разработке программ инновационного развития».

3. Функциональное направление и функциональные задачи деятельности ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»

Основным функциональным направлением деятельности ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», как отраслевого эксперта в сфере электроэнергетики, является анализ технического состояния оборудования объектов электроэнергетики с целью выявления рисков снижения надежности функционирования электроэнергетических систем.

Основными функциональными задачами ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» являются:

в области информационного обеспечения: сбор, обработка, консолидация, анализ и хранение информации, поступающей от участников отраслевого информационного сегмента, первичная аналитическая обработка и верификация, подготовка статистических и аналитических отчетов, а также обеспечение визуализации информации о действующих и строящихся объектах электроэнергетики на интернет-портале с ограниченным доступом.

в области аналитического сопровождения: обеспечение подготовки аналитических документов о фактическом техническом состоянии оборудования объектов электроэнергетики, на основе которых создается прогноз технической готовности оборудования объектов электроэнергетики к выполнению заданных функций производства и передачи электрической энергии и мощности.

в области выездных проверок:

- осуществление проверок технического состояния оборудования объектов электроэнергетики;
- осуществление проверок проведения организациями электроэнергетики ремонтов объектов электроэнергетики;
- осуществление проверок хода выполнения субъектами электроэнергетики утверждённых в установленном порядке инвестиционных программ.

4. Инновации в основных технологических бизнес-процессах

Основным элементом СКТС является создание информационной системы, позволяющей осуществлять автоматизированный сбор, консолидацию, анализ и хранение информации, поступающей от участников отраслевого информационного сегмента, субъектов электроэнергетики, первичную аналитическую обработку и верификацию, а также формирование статистических и аналитических отчетов.

Для решения задач автоматизации СКТС должны быть разработаны следующие информационные системы СКТС:

Автоматизированная система сбора и обработки информации СКТС (АС СиОИ СКТС);

Информационный портал СКТС (Портал СКТС).

4.1 Создание Автоматизированной Системы сбора и обработки информации СКТС

Назначением АС СиОИ СКТС является автоматизированный сбор структурированной информации в установленном формате.

АС СиОИ СКТС решает следующие задачи:

- прием и хранение структурированной информации в центре сбора;
- контроль принимаемой и хранимой информации на уровне форматов и семантической целостности;
- контроль процесса поступления информации и соответствие его регламенту;
- предоставление доступа пользователям к хранимым данным;
- обработка аналитическими предметно-ориентированными средствами.

Общие требования к АС СиОИ СКТС:

- должна быть спроектирована таким образом, чтобы допускать увеличение производительности по мере необходимости путем наращивания необходимых вычислительных ресурсов при сохранении общей сбалансированности всех аппаратных составляющих Системы. На этапе проектирования Системы определяется промышленная программная платформа и состав лицензионного программного обеспечения;

- должна иметь возможность импортирования данных за прошлые периоды из сторонних информационных систем. Состав, формат и интерфейс импорта данных, будут уточнены на этапе проектирования;

- должна иметь возможность импортирования данных из информационных систем респондентов. Состав, формат и интерфейс импорта данных, будут уточнены на этапе проектирования;
- должна опеспечивать неизменность дизайна пользовательского интерфейса при дальнейшем развитии системы;
- должна обеспечивать использование информационных ресурсов стационарными и мобильными пользователями;
- должна поддерживать функции обмена данных с мобильными пользователями.

Требования к структуре данных

Система управления нормативно-справочной информацией должна поддерживать возможность организации данных с неограниченным количеством уровней вложенности.

При организации базы данных необходимо обеспечить использование общероссийских классификаторов (там, где они применимы) для кодирования хранимой и обрабатываемой информации.

АС СиОИ СКТС должна обеспечивать хранение принятой информации в том виде, в котором она была получена, с учетом обработки и верификации.

АС СиОИ СКТС должна предусматривать ввод документов в электронной форме и в форме отсканированных бумажных документов, а также возможность загрузки фото и видеоматериалов.

Уровень хранения данных в АС СиОИ СКТС должен быть построен на основе современных реляционных или объектно-реляционных систем управления базами данных. Для обеспечения целостности данных должны использоваться встроенные механизмы СУБД.

АС СиОИ СКТС должна быть адаптирована для сбора данных к действующим на момент ввода АС СиОИ СКТС в эксплуатацию минус 15 (пятнадцать) календарных дней:

- формам отчетности ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»;
- формам отчетности в соответствии с приказом № 20 Минэнерго России «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» в рамках СКТС;
- иным формам отчетности, установленным нормативными правовыми актами Минэнерго России в рамках СКТС.

Требования к контролю принимаемой информации

АС СиОИ СКТС должна обеспечивать полноту и максимально автоматизированную проверку достоверности данных при их обработке и

передаче с использованием средств криптографической защиты информации и ключей электронно-цифровой подписи.

Полнота и достоверность информации должны обеспечиваться:

- контролем полноты информации – проверка заполнения всех полей отчетных форм;
- арифметическим контролем – проверка истинности арифметических выражений, содержащих несколько значений различных показателей;
- логическим контролем – проверка непротиворечивости полученных данных и данных из других источников.

Требования к доступу пользователей к данным

Средства организации доступа пользователей к АС СиОИ СКТС должны обеспечивать:

- интранет-доступ;
- интернет-доступ.

Доступ к данным должен быть предоставлен только авторизованным пользователям с учетом их служебных полномочий, а также с учетом категории запрашиваемой информации.

Все действия пользователя должны протоколироваться и отображаться в журнале событий (вход в систему, просмотр/добавление/изменение/удаление тех или иных материалов).

АС СиОИ СКТС должна обеспечивать конфиденциальность передаваемых сведений по открытым каналам связи с использованием средств криптографической защиты информации и ключей ЭЦП.

Требования к обработке данных

АС СиОИ СКТС должна предоставлять сервисы аналитической обработки информации в соответствии со следующими требованиями:

- анализ отклонений от нормального поведения (состояния) отдельных единиц оборудования, групп и типов оборудования;
- возможность разработки индикаторов (интегральных и/или рейтинговых показателей) технического состояния групп и типов оборудования, оборудования компаний и отдельных групп компаний и/или с учетом привязки к территории/энергосистеме/операционной зоне;
- выявление закономерностей (нормального / ненормального поведения) в отраслевых массивах данных и формирование экспертных оценок / заключений.

АС СиОИ СКТС должна обеспечивать хранение и использование при аналитической обработке массивов информации результатов плановых и

внеплановых выездных проверок на объектах электроэнергетики с регистрацией результатов проведения контрольных мероприятий.

Требования к взаимодействию с другими системами

АС СиОИ СКТС должна иметь в своем составе необходимые интерфейсы (шлюзы) для интеграции со смежными системами с детально описанным способом обмена информацией, включая форматы и используемые справочники. АС СиОИ СКТС должна быть адаптирована с действующими системами сбора отраслевой отчетности в части реализации задач СКТС.

4.2. Создание Информационного Портала СКТС

Назначением Информационного портала СКТС (Портал СКТС) является визуализированное представление средств мониторинга и отраслевого контроля объектов электроэнергетики и их оборудования. В составе Портала СКТС можно выделить Портал мониторинга действующих объектов (Портал МДО) и Портал мониторинга инвестиционных программ (Портал МИП).

Технические требования к Порталу МДО

Назначением Портала МДО является визуализация контроля за техническим состоянием оборудования объектов электроэнергетики.

Портал МДО должен обеспечить ведение истории по каждому объекту, с возможностью получения не только текущего среза информации, но исторических данных за предшествующие периоды времени.

Во внутреннем контуре должна быть реализована возможность размещения детальных карт объектов, технологических схем (подвод газа, электроэнергии и пр.).

Также должна быть возможность просмотра отчетов с помощью WEB браузера и экспорта его в файл в формате Excel.

Должна быть реализована возможность построения динамических отчетов, в которых пользователь может менять строки и столбцы отчета, задавать атрибуты для фильтрации.

По каждой проводимой проверке объектов электроэнергетики должен отображаться массив информация, в том числе:

- информация о месте проведения проверки;
- информация о проверяемом объекте электроэнергетики;
- сроки проверки;
- цели и задачи проверки;
- тип проверки (плановая, внеплановая);
- проверяющая организация;
- информация о достоверности сведений, представляемых объектом / субъектом электроэнергетики в АС СиОИ СКТС;

- перечень рекомендаций по результатам проверок;
- перечень мероприятий по результатам инспекторских проверок;
- акты / протоколы проверок;
- оценка проведенной проверки;
- предложения.

По каждому действующему объекту электроэнергетики должен отображаться массив информации, в том числе:

- наименование объекта, юридический адрес субъекта электроэнергетики;
- информация об установленной и располагаемой мощности;
- виды и типы, диспетчерское наименование основного оборудования;
- сведения об ограничениях установленной мощности энергообъекта;
- ТЭП (технико-экономические показатели) основного оборудования энергообъекта;
- информация о топливоиспользовании и норматив накопления;
- данные о сроке службе электротехнического оборудования, назначенном ресурсе основного тепломеханического оборудования, фактических сроках эксплуатации электротехнического оборудования и наработке основного тепломеханического оборудования;
- результаты диагностики, технических освидетельствований, информация о продлении ресурса основного тепломеханического оборудования и продлении сроков эксплуатации электротехнического оборудования;
- информация о выполнении ремонтных программ, программ технического перевооружения и модернизации;
- результаты (рекомендации) выездной проверки по объекту;
- результаты анализа надежности тепломеханического, электротехнического оборудования, гидротурбин, линий электропередачи с учетом показателей аварийности;
- материалы Минэнерго России о выполнении мероприятий по подготовке к работе в отопительный сезон, паводку, грозовому сезону;
- набор справочных и иных материалов.

В Портале МДО должна быть обеспечена возможность создания и публикации отчетов для отображения оперативных данных и данных, собранных за прошедшие отчетные периоды. При этом должна быть возможность фильтрации данных по различным критериям. Формируемые отчеты должны предоставлять исходные данные для:

- экспертной оценки результатов ремонта и обоснованности исключения объемов ремонтных работ из годовой программы ремонта оборудования;
- формирования перечня объектов/субъектов электроэнергетики в отношении которых целесообразно проведение выездных проверок;
- оценки и прогнозирования технического состояния основного оборудования электростанций и сетей;

- формирования рейтингов объектов и компаний по техническому состоянию основного оборудования;
- прогнозирования окончания полного ресурса (срока эксплуатации) оборудования и необходимости ввода новых мощностей.

Технические требования к Порталу МИП

Назначением Портала МИП является визуализация контроля за исполнением инвестиционных программ объектов электроэнергетики.

Портал МИП должен решать следующие задачи:

- непрерывное агрегирование данных из нескольких источников в одной системе, дающих полную информацию об объектах электроэнергетики, инвестиционных программ;
- удаленное видео наблюдение и хранение фотоснимков различной природы, подтверждающих состояние строительных или ремонтных работ;
- демонстрация наглядных отчетов в виде сетевых графиков, сводных таблиц и диаграмм по отдельным субъектам;
- возможность подключения хранилища проектно-сметной, конкурсной и прочей документации.

Портал МИП должен быть спроектирован как решение, имеющее 2 контура:

- Публичный контур. Предназначен для широкого круга лиц и предоставляет возможность просматривать информацию любому пользователю, имеющему доступ к Интернет. На публичном контуре не должна содержаться конфиденциальная информация.

- Внутренний контур. Предназначен для автоматизации информационного взаимодействия участников реализации инвестиционных программ в области энергетики. Внутренний контур должен обладать всей необходимой для автоматизации деятельности участников реализации инвестиционных программ функциональностью в соответствии с выделенными им правами доступа. По каждому объекту должна быть доступна технологическая информация и детальные карты объектов, технологические принципы и нормативы, технологические схемы (подвод газ и электроэнергии и пр.).

В Портале МИП должны быть реализованы перечисленные ниже основные информационные разделы:

- Интерактивная карта электроэнергетики России – информация по инвестиционным объектам электроэнергетики, вводимым в ближайшую и последующие пятилетки (с актуализацией на конец/начало года);

- Инвестиционные программы – этапы реализации, сетевые графики, финансирование, и пр.;

- Инвестиционные объекты – общая информация по объектам, этапы строительства, план и официальная версия состояния строительства, фото и видеоматериалы, отображение на карте;

- Планы вводов энергообъектов на 3-х летний период;
- Панель руководителя – отображение сводной информации о ходе реализации инвестиционных программ и пр.;
- Аналитика – демонстрация регламентных и аналитических отчетов о ходе реализации инвестиционных программ.

Портал МИП должен отображать данные по инвестиционным программам в объеме форм Приказа Минэнерго РФ от 24.03.2010 №114 «Об утверждении формы инвестиционной программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций».

Портал МИП должен обеспечивать возможность удаленного видео наблюдения и хранение фотоснимков различной природы, подтверждающих состояние строительных или ремонтных работ, а именно:

- трансляцию в режиме реального времени;
- просмотр 30-секундных ретророликов;
- автоматическое регулярное обновление роликов по всем объектам;
- отдельные фотографии объектов в контрольных точках;
- контроль актуальности видеороликов и фотографий;
- привязку фото- и видеоматериалов к интерактивной карте объектов строительства.

Портал МИП должен обеспечивать представление информации для формирования отраслевого справочника.

В Портале МИП должны быть разработаны механизмы, позволяющие производить автоматическую загрузку данных из внешних систем следующими способами:

- загрузка файлов формата xml;
- загрузка с помощью встроенных средств СУБД;
- загрузка файлов формата Excel.

Разработка макета информационного портала должна включать в себя реализацию следующих задач:

- проектирование пользовательского интерфейса, в том числе:
 - создание интерактивной карты;
 - создание информационных страниц объектов;
 - создание информационных страниц инвестиционных проектов;
 - разработка подсистемы видеомониторинга, в том числе:
 - поддержку вывода видеопотока mjpeg формата;
 - поддержку управляемых камер;
 - поддержку слайд-шоу снэпшотов с камер;
 - разработка концепции проброса сигнала из внутреннего контура во внешний;

- разработка поисковой подсистемы, в том числе:
 - фильтрацию по атрибутам инвестиционных проектов и объектов;
 - поиск по вхождению произвольной строки в информацию по объектам и проектам;
- программирование пользовательской части ИС, в том числе:
 - инвестиционной карты;
 - инвестиционных объектов;
 - страницы плана объекта;
 - страницы журнала событий объекта.
- программирование административной части ИС, в том числе:
 - управления пользователями;
 - создание/изменение объектов;
 - создание/изменение камер;
 - редактирование интерактивной карты;
 - развертывание стенда СКТС для отработки макета.

Для проверки достоверности данных, полученных от субъектов электроэнергетики в процессе автоматизированного сбора информации о техническом состоянии объектов электроэнергетики и их оборудования, необходима организация мероприятий с выездом на объекты электроэнергетики.

Очевидно, что эффективность и время проведения выездной проверки напрямую связаны с тем, какой информацией располагает персонал, проводящий инспекцию еще до начала ее фактического выполнения. Указанное обстоятельство так же требует тесной интеграции с упомянутой выше автоматизированной системой, которая, помимо собственно планирования проверок, в этом случае является источником и поставщиком необходимой информации для инспекторов. Это означает, что на терминал инспектора должна передаваться информация по проверяемому объекту в объеме, позволяющем минимизировать обращения к «бумажным» справочникам и инструкциям, регламентам технического обслуживания и ремонта, нормативным документам и т.д.

Одним из основных инструментариев инспектора должны являться проверочные листы, которые позволяют ему в формализованном виде фиксировать параметры объекта (оборудования), на основании которых впоследствии, по результатам проверки, могут формироваться развернутые отчетные документы. При этом, формирование проверочных листов должно осуществляться в период подготовки к выездной проверке на основе типовых шаблонов, разработанных для всех возможных типов оборудования и возможных значений контролируемых показателей (параметров). Таким образом, действия инспектора могут быть сведены к последовательному заполнению проверочного листа путем выбора из предлагаемого диапазона

параметров, соответствующих состоянию конкретного объекта (единицы оборудования).

По результатам данного контроля проводится оценка полноты и своевременности принятых мер в целях повышения надежности и эффективности работы оборудования объектов электроэнергетики. Данные отчетов о проведенных контрольных мероприятиях направляются в Минэнерго России, ОАО «СО ЕЭС» и проверяемым субъектам для выработки и принятия решений.

5. Система контроля технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования, как технология выявления рисков снижения надежного функционирования электроэнергетики России

5.1. Основание для создания Системы контроля технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования

Электронергетика является базовой отраслью российской экономики, устойчивое развитие и надежное функционирование которой во многом определяет экономическое и социальное развитие государства.

За последние годы в электроэнергетической отрасли России произошли радикальные преобразования. Изменилась структура отрасли. Произошло разделение на компании, осуществляющие естественно-монопольные виды деятельности (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и конкурентные виды деятельности (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис). Изменилась и система государственного регулирования отрасли.

До мая 2008 года система государственного контроля и надзора в сфере электроэнергетики была организована следующим образом:

- общегосударственный контроль в электроэнергетике осуществляли Ростехнадзор, ФАС России, ФСТ, ФСБ, МЧС.

- отраслевой государственный контроль в электроэнергетике включал в себя:

- Минпромэнерго России - федеральный орган исполнительной власти, осуществлявшее функции по выработке государственной политики в энергетике и нормативно-правовому регулированию в отрасли;

- Федеральное агентство по энергетике России, осуществлявшее функции по оказанию государственных услуг по управлению государственным имуществом в энергетике;

- ОАО РАО «ЕЭС России», которое в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 792 «О перечне услуг по организации функционирования и развитию единой энергетической системы России» и имеющимися корпоративными рычагами влияния на дочерние и зависимые общества осуществляло различные виды контроля при управлении ЕЭС России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами.

Изменения структуры Правительства Российской Федерации в мае 2008 года и окончание в июле 2008 года реструктуризации ОАО РАО «ЕЭС России» существенно не повлияли на систему общегосударственного контроля.

В сфере отраслевого государственного контроля произошли изменения: Минэнерго России приняло на себя функции Минпромэнерго России в области энергетике и Федерального агентства по энергетике России, а также частично функции, ранее исполняемые ОАО РАО «ЕЭС России».

При перераспределении контрольных функций в ходе реструктуризации ОАО РАО «ЕЭС России» была утрачена важная на отраслевом уровне функция технического контроля, а именно - контроль за надлежащим техническим состоянием энергетического и электротехнического оборудования объектов электроэнергетики, объединённых технологическими процессами производства и передачи электрической энергии.

Опыт проведения реформы по либерализации российской электроэнергетики показал, что рыночных механизмов для снижения рисков ненадежного функционирования недостаточно. Их настройка и проверка функциональности занимает достаточно длительное время. В этой связи в период становления рынка и его дальнейшего развития решение общесистемных задач должно осуществляться при непосредственном участии государства.

Государственное регулирование должно адекватно реагировать на подобные вызовы и вовремя создавать инструменты управления этими процессами, включая вопросы построения отраслевого контроля в электроэнергетике.

В соответствии с поручением Председателя Правительства Российской Федерации от 29.04.2009 (№ ВП-П7-256с) о разработке системы контроля за проведением организациями электроэнергетики ремонтов и технического перевооружения генерирующих мощностей, направленного на обеспечение безопасного функционирования ЕЭС России и предотвращения аварийных ситуаций, Министерством энергетики Российской Федерации 15.09.2009 на заседании Правительства Российской Федерации внесено и Правительством Российской Федерации поддержано предложение о создании комплексной системы оценки технического состояния энергетического оборудования и контроля над исполнением программ ремонтов оборудования субъектами электроэнергетики.

Учитывая важность поставленных задач и необходимость их оперативного решения, Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Сечиным и Руководителем ФСТ России С.Г. Новиковым определена возможность реализации мероприятий по созданию комплексной системы оценки технического состояния энергетического оборудования и контроля над исполнением программы ремонтов оборудования субъектами электроэнергетики на начальном этапе в открытом акционерном обществе «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»).

Дополнительно поручением заместителя Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Сечина от 09.04.2010 № ИС-П9-2276 Минэнерго России и ОАО «СО ЕЭС» дано указание представить предложения по организации системы постоянного мониторинга выполнения инвестиционных программ субъектами энергетики, позволяющей в режиме реального времени контролировать все этапы их реализации.

В целях исполнения указанных поручений Советом директоров ОАО «СО ЕЭС» принято решение «Об определении приоритетных направлений деятельности, согласно которому:

- одобрен проект «Построение системы контроля технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования (СКТС)» (далее – Проект СКТС);

- определены мероприятия по реализации Проекта СКТС;

- одобрен бюджет и источник финансирования Проекта СКТС;

- одобрен исполнитель Проекта СКТС – дочернее общество ОАО «СО ЕЭС» закрытое акционерное общество «Инспекция по контролю технического состояния объектов электроэнергетики» (ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»).

5.2. Цель Проекта СКТС

Система контроля технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования направлена на создание технологической базы для функционирования отраслевого государственного контроля в сфере электроэнергетики, обеспечивающего государственное участие в создании условий для качественного и надежного снабжения электрической энергией потребителей.

Отраслевой контроль технического состояния объектов электроэнергетики на протяжении всего жизненного цикла, начиная от строительства объектов электроэнергетики и заканчивая выводом оборудования из эксплуатации, производится в следующих областях:

- Контроль за надлежащим техническим состоянием оборудования объектов электроэнергетики;

- Контроль за проведением организациями электроэнергетики ремонтов оборудования объектов электроэнергетики;

- Контроль за проведением организациями электроэнергетики технического перевооружения объектов электроэнергетики;

- Контроль хода реализации инвестиционных проектов субъектов электроэнергетики по строительству объектов электроэнергетики;

- Контроль за своевременной и надлежащей реализацией обязательств субъектов электроэнергетики в рамках ДПМ.

6. Организация технического контроля в сфере электроэнергетики – зарубежный опыт

В соответствии с разделом 5.1. Методических материалов по разработке программ инновационного развития акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций и федеральных государственных унитарных предприятий, утвержденных Минэкономразвития России, и с учетом позиционирования Проекта, как инновационного решения для организации технического контроля в электроэнергетической отрасли России, в Программе проведено изучение принципов и механизмов, применяемых в электроэнергетике ряда стран и направленных, в том числе на обеспечение контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики.

Проведенный анализ показал, что системы контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики зарубежных стран не тождественны и допускают существование различных подходов, в большинстве случаев центр компетенции в области контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики одновременно является и уполномоченным органом в области технического регулирования в электроэнергетике. Ярким примером различных принципов построения таких систем являются энергосистемы Австралии, США, Великобритании.

Предлагаемые решения рассматриваются Программой исключительно с точки зрения оценки возможной их инновационности и применения в Проекте.

При подготовке настоящего анализа механизмов регулирования электроэнергетики была использована общедоступная информация, публикуемая в открытых источниках.

6.1. Система регулирования электроэнергетики Австралии на примере штата Южная Австралия

Объектами регулирования технической инспекции Южной Австралии являются генерирующие, передающие и распределительные компании отрасли.

Технический регулятор правительства штата Южная Австралия отвечает за безопасность и эксплуатационные показатели объектов электроэнергетики. Управление Технического Регулятора (Office of Technical Regulator) ведет свою деятельность по нескольким направлениям, включая мониторинг соблюдения и принуждение к соблюдению субъектами электроэнергетики стандартов по безопасности и нормативным показателям.

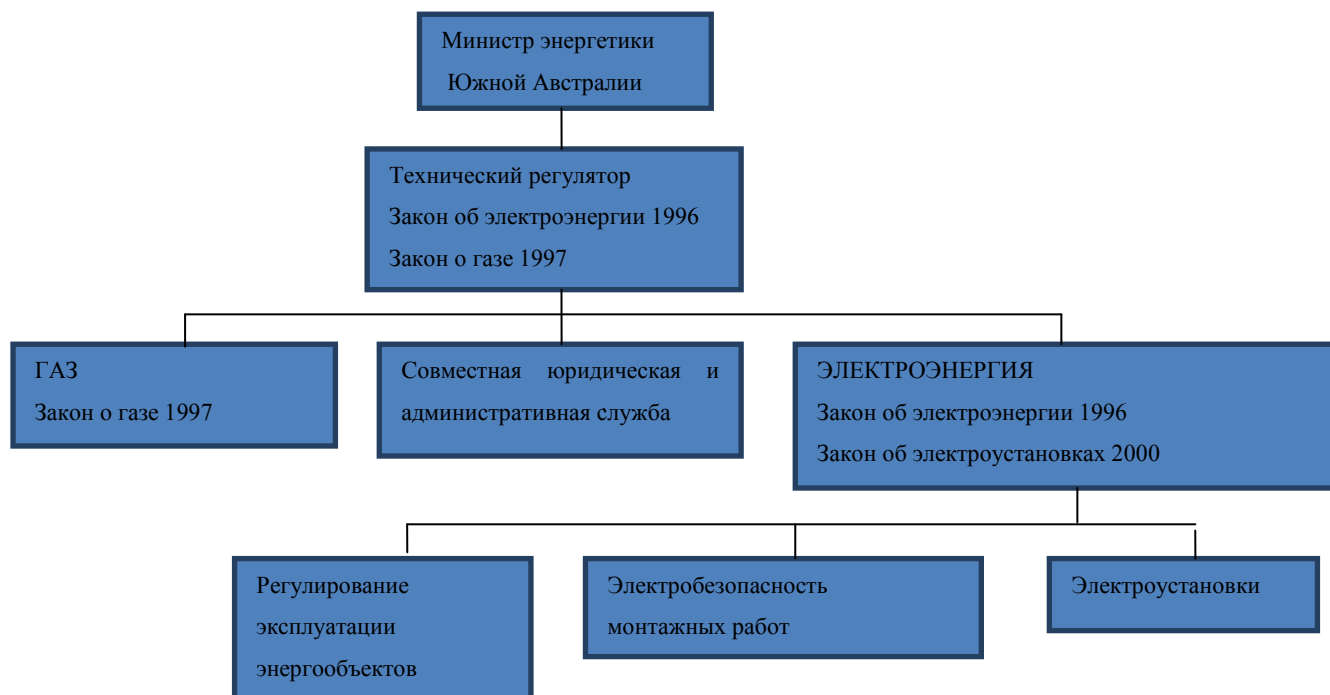
В соответствии с Законом об электроэнергии 1996 года, Регулятору вменены функции по мониторингу и регулированию стандартов по

безопасности и техническим параметрам, принятым в электроснабжении, по безопасности и техническим параметрам электрических установок.

При исполнении указанных функций Регулятор руководствуется Общим регламентом электроэнергетики 1997 г. и Регламентом по расчистке трасс ЛЭП 2010 г.

В исполнении указанных функций, в соответствии с Законом, Регулятору помогает Технический совет, состоящий из представителей энергообъектов, подрядных организаций, профессиональных объединений местного правительства.

Управление Технического Регулятора имеет следующую функциональную структуру:



В соответствии с Законом об электроэнергии 1996 г., главным условием получения лицензии предприятием энергетической инфраструктуры является подготовка и соблюдение Планов по безопасности, надежности, техническому обслуживанию и управлению.

Регулятор должен рассмотреть План, представленный энергопредприятием, дать свои рекомендации и направить его на одобрение Комиссии по основным услугам штата Южная Австралия (Essential Services Commission of South Australia, ESCOSA). Комиссия по основным услугам штата Ю. Австралия является регулятором тарифов на электроэнергию, воду, газ, портовые и ж. д. услуги. Комиссия также производит лицензирование всех субъектов энергетического рынка. В Плане определен порядок применения стандартов и основные целевые эксплуатационные параметры. Основной раздел документа посвящен техническим стандартам, эксплуатационным и ремонтным регламентам, методам и практике управления. План указывает на средства, с помощью которых субъект сможет выполнять прямые требования законодательства, стандартов и кодексов.

Ежегодно Регулятор проводит аудиты выборочных аспектов деятельности нескольких энергообъектов штата и предоставляет в Управление Технического Регулятора отчет за прошедший финансовый год, в котором, помимо прочего, указывают на случаи небезопасной, аварийной эксплуатации, принятые меры по исправлению и недопущению в будущем. Технический Регулятор отвечает за исполнение положений о безопасности и технической эксплуатации Закона об электроснабжении 1996 г. и соответствующего Регламента.

Регулярная оценка предоставляемых Планов по безопасности, надежности, техническому обслуживанию и управлению (План, SRMTMP) генерирующих и передающих мощностей в части соблюдения стандартов является фундаментальной основой для организации контроля за обеспечением надлежащего технического состояния объектов электроэнергетики и такой подход может быть применён в Проекте СКТС.

6.2. Система регулирования электроэнергетики Великобритании

Регулирующим органом в Великобритании является Ofgem (Office of the Gas and Electricity Markets), который контролируется GEMA (Администрацией по рынкам газа и электроэнергии - Gas and Electricity Markets Authority).

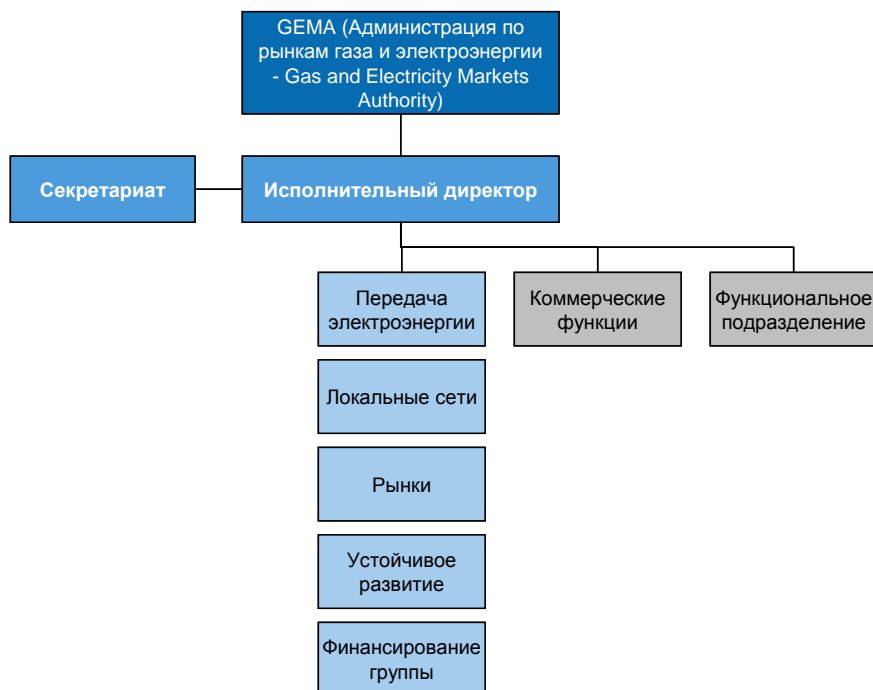
Ofgem осуществляет свою деятельность, руководствуясь Законом о газовой отрасли (Gas Act) 1986 года, Законом об электроэнергетике (the Electricity Act) 1989 года, Законом о компаниях общего пользования (the Utilities Act) 2000 года, Законом о конкуренции (Competition Act) 1998 года.

Основными функциями Ofgem являются:

- Лицензирование компаний газовой и электроэнергетической отраслей;
- Контроль стоимости и доступности подключения к распределительным сетям;
- Утверждение и контроль исполнения политик и стандартов отрасли, включая техническое регулирование.

Ofgem финансируется за счет ежегодных отчислений лицензированных компаний.

Организационная структура Ofgem:



Ofgem также утверждает Технические стандарты, которые разрабатываются для нескольких документов: Сетевого кодекса (Grid Code); Кодекса взаимоотношений системного оператора и владельцев сетей (System Operator - Transmission Owner Code); Кодекса распределительных сетей (Distribution Code); Стандарта безопасности и качества энергоснабжения (GB Security and Quality of Supply Standard); Стандарта планирования системы распределительных сетей (Distribution System Planning Standard).

Исполнение технических стандартов контролируется Комиссиями по наблюдению за реализацией Кодексов (Code Review Panels), которые: контролируют все технические документы, касающиеся пользователей сетями; вносят изменения в коммерческие условия для соблюдения технических стандартов; осуществляют внедрение новых стандартов.

В ходе реформирования электроэнергетики Англии и Уэльса была сохранена действовавшая система централизованной диспетчеризации. Все высоковольтные линии электропередачи Англии и Уэльса передавались в собственность Национальной электросетевой компании (National Grid Electricity Transmission plc, NGET), которая была основана 31 марта 1990 года и входит в сотню крупнейших компаний Соединенного Королевства.

На NGET возложен контроль за соблюдением Сетевого кодекса (Grid Code), Кодекса взаимоотношений системного оператора и владельцев сетей (System Operator - Transmission Owner Code), Кодекса подсоединения и эксплуатации энергосистемы (Connection and Use of System Code ,CUSC).

Частью Сетевого кодекса являются Базовые электрические стандарты (Relevant Electrical Standards). В документе определены соответствующие технические требования, принципы и регламенты, которые обязаны соблюдать все пользователи магистральных линий электропередачи. Предназначение

Электрических стандартов – поддержание должного уровня надежности и безопасности эксплуатации магистральных электросетей Англии и Уэльса. Электрические стандарты распространяются на пользовательское оборудование, расположенное в зоне релейной защиты подстанций Национальной системы электропередачи.

Пользователь обязан представить доказательства (включая акты пуска в эксплуатацию), что его оборудование, подсоединенное к магистральной сети, соответствует целевому назначению, отвечает требованиям законодательства и Сетевого кодекса. Оборудование также должно соответствовать рабочим параметрам, заявленным производителем, и требованиям Электрических стандартов.

Базовые электрические стандарты (Relevant Electrical Standards), которые являются частью Сетевого кодекса, содержат классификацию и определение соответствующих технических требований к электротехническому оборудованию. В стандартах так же присутствуют принципы и регламенты, которые обязаны соблюдать все пользователи магистральных линий электропередачи.

Методология, используемая при формировании показателей и существующие регламенты могут быть использованы при проектировании информационного обеспечения Проекта СКТС.

6.3. Система регулирования электроэнергетики США

Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения (Корпорация) была создана в 1968 г. (тогда – «Совет») путем добровольного объединения 9 региональных организаций по надежности электроснабжения, которые, в свою очередь, обслуживали Межсистемный комитет энергосистем США. В июле 2006 г. Корпорации были предоставлены дополнительные полномочия с правом надзора и принуждения к соблюдению стандартов надежности электроснабжения и установлено подчинение Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики (U.S. Federal Energy Regulatory Commission – Регулятор).

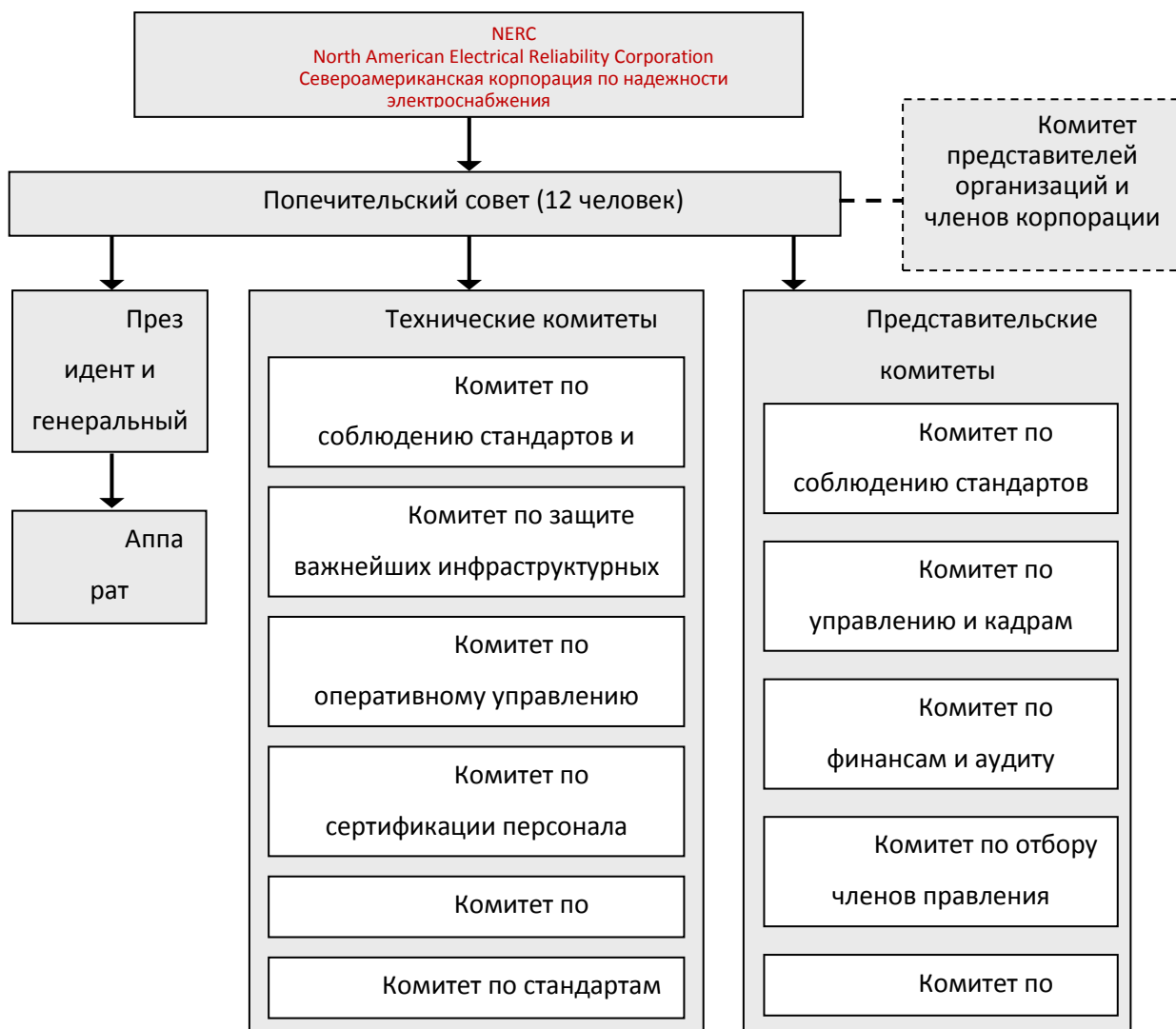
Корпорация является неправительственной, некоммерческой организацией. Финансирование деятельности Корпорации ведется за счет взносов распределительных компаний энергосистем США, Канады и части Мексики пропорционально значению чистой генерации для обеспечения нагрузки.

В качестве Организации по надежности электроснабжения Корпорация зарегистрировала около 1900 организаций как собственников, операторов и потребителей объединенной энергосистемы, которые обязаны соблюдать стандарты надежности.

Членство в Корпорации, в отличие от обязательной регистрации, добровольное и открытое. На 2010 год членами Корпорации являются около 700 организаций.

Энергокомпании, подотчетные Корпорации, обслуживают 334 млн. человек, обеспечивают 830 000 МВт спроса, имеют 1000 ГВт установленной мощности и 340 000 км ВЛ свыше 230 кВ, активы стоимостью свыше \$ 1 трлн.

Организационная структура Корпорации



Стандарты надежности – это правила планирования и эксплуатации, которым следуют энергокомпании с целью обеспечения наивысшей степени надежности электроснабжения. Стандарты разрабатываются непосредственно отраслевыми предприятиями по методикам Комитета стандартов Корпорации (NERC Standards Committee). Предложенные стандарты рассматриваются и одобряются Попечительским советом Корпорации (NERC Board of Trustees), который затем направляет документы федеральному Регулятору и канадским провинциальным Регуляторам. После одобрения этими государственными

организациями стандарты становятся обязательными к исполнению всеми владельцами, операторами и потребителями энергосистемы

Возможные нарушения стандартов надежности выявляются комплексом мер:

- добровольный отчет владельцев, операторов и потребителей энергосистемы о конкретных авариях и происшествиях;
- данные регулярной отчетности;
- годовой отчет о соблюдении стандартов;
- отчеты региональных аудиторов;
- отчеты о контроле за растительностью (расчистка);
- данные от других отраслевых предприятий;
- аудиты и прочие программы мониторинга, выполняемые Корпорацией или региональными организациями;
- расследования, выполняемые Корпорацией или региональными организациями.

Стандарт надежности включает ряд требований, которые определяют конкретные обязанности собственников, операторов и потребителей североамериканских магистральных энергосистем. Принципы надежности Корпорации основаны на определенных принципах надежности, на которых базируются североамериканские магистральные энергосистемы. Учитывая, что надежность объединенной энергосистемы и рынки сбыта электроэнергии неразделимы и взаимозависимы, все стандарты надежности соответствуют принципам сопряжения с рынком.

Одной из правоприменительных функций Корпорации является проведение регулярных независимых оценок надежности и соответствия требованиям энергосистемы Сев. Америки.

Ежегодно Корпорация подготавливает 3 оценочных доклада:

- долгосрочная 10-летняя оценка надежности (выпуск - осень);
- зимний прогноз надежности (выпуск - поздняя осень) на наступающий зимний период;
- летний прогноз надежности (выпуск - весна) на наступающий летний период.

Для подготовки докладов Корпорация сводит воедино данные и информацию, полученные от региональных организаций.

В 2009 Плановый и Оперативный комитеты Корпорации приняли решение об образовании Рабочей группы по параметрам надежности (РГПН) для разработки параметров надежности Объединенной энергосистемы Северной Америки. Назначение программы – формирование реестра параметров, по которым можно составить полную оценку надежности Объединенной энергосистемы Северной Америки. Рабочая группа призвана обеспечить исходными данными программу Корпорации по параметрам надежности и сопоставительному анализу (бенчмаркингу).

Задача РГПН – сформировать реестр параметров в рамках концепции «Достаточный уровень надежности (ДУН)». Требование обеспечения **достаточного** уровня надежности содержится в Федеральном Законе об электроэнергетике 2005 г. Параметры работы Системы создают основу совершенствования стандартов надежности. Эти параметры выявят недочеты в системе надежности и укажут на стандарты, требующие доработки, или на необходимость в новом стандарте.

Для определения эффективности действий Корпорации по повышению надежности энергосистемы и её влияния на отрасль в целом Корпорация поддерживает программу сопоставимого анализа (бенчмаркинга), основанную на базовых эксплуатационных показателях. На настоящий момент определены сопоставимые показатели в четырех секторах: стандарты и их соблюдение, эксплуатационные показатели, нарушения в работе системы, долгосрочный прогноз надежности.

Ключевым элементом для надлежащего проведения бенчмаркинга и контроля являются: обширная и надежная база данных, перевод массива данных в программный комплекс, направленное на предметную обработку данных программное обеспечение. В составе информационного обеспечения, ориентированного на поддержание функциональности средств мониторинга и аналитики, базовыми элементами являются:

- система баз данных наличия генерирующих мощностей (Generating Availability Data System – GADS). Система предназначена для сбора, хранения, извлечения оперативных данных для улучшения работы энергоустановок. В системе задействовано 70% установленной мощности США;
- база данных и ежегодные публикации по спросу и предложению электроэнергии в энергосистеме США (Electricity Supply & Demand);
- база данных наличия передающих мощностей (Transmission Availability Data System - TADS) в энергосистеме США. Именно TADS служит основным источником информации для формирования параметров надежности. Платформа для базы данных под названием webTADS была разработана компанией Open Access Technology International Inc. (OATI), которая специализируется на таких задачах для энергетического сектора, особенно для операторов электросетей. Программа позволяет вводить данные, проверять их корректность, управлять данными, анализировать. Часть данных может вводиться блоками, т.е. заполненными формами (всего 18 форм), часть требует попозиционного ввода;
- технологические данные внутрикорпоративного обмена информацией, в основном накопленные с помощью системы SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System) – Системы диспетчерского управления и сбора данных.

Принципы функционирования Системы баз данных наличия генерирующих мощностей (Generating Availability Data System – GADS) могут

быть использованы при реализации Проекта СКТС при создании форм отчётности в автоматизированной системе по следующим направлениям:

для оценки:

- масштабов реального физического и морального износа, остаточного ресурса каждой учитываемой единицы основного генерирующего оборудования;
- достаточности объёмов ремонтов и проверки достоверности результатов плановых и неплановых (аварийных) ремонтов;
- технических рисков по обеспечению системной надёжности оборудованием, подлежащего отраслевому контролю.

для прогнозирования:

- динамики вывода оборудования энергообъектов из эксплуатации в связи с его износом и выработкой назначенного ресурса;
- возникновения энергодефицитных районов и узлов нагрузки.

для оптимизации:

- надёжности, технического риска и эффективности установленного тепломеханического оборудования;
- графиков ремонта и ремонтных затрат на тепломеханическое оборудование.

для выявления объектов (электростанций и установленного оборудования), требующих принятия мер стимулирования административного и/или экономического характера, направленных на поддержание их надлежащего технического состояния.

На назначение и сбор показателей в БД GADS существенное влияние оказывают стандарты надёжности. Принципы создания, формирования стандартов надёжности предметно необходимы при разработке следующего спектра инновационных продуктов проекта:

- разработка форм информационного обмена в автоматизированной системе;
- создание математических алгоритмов отчетной информации респондентов;
- создание списка параметров для настройки методов обработки информации путем поиска «скрытых закономерностей» в отчетных данных.

7. Мероприятия в области освоения новых технологий

7.1. Научно-техническое сотрудничество

При разработке методологической базы СКТС большая роль уделяется созданию системы единых подходов к оценке технического состояния оборудования на всех этапах его жизненного цикла:

- формированию критериев выбора оборудования, в отношении которого необходимо осуществлять отраслевой контроль;
- формированию нормативного справочника оборудования;
- разработке и внедрению общих правил сбора учета и математической обработке данных;
- разработке методик оценки технического состояния оборудования.

К разработке системы единых подходов по оценке технического состояния оборудования планируется привлечь ведущие отраслевые научно-производственные центры компетенции:

- ОАО «ВТИ» (Всероссийский теплотехнический институт) для участия в разработке нормативного и методологического обеспечения по оценке технического состояния тепломеханического оборудования;
- ОАО «Фирма ОРГРЭС» для участия в разработке нормативного и методологического обеспечения по оценке технического состояния электротехнического оборудования, гидротурбин, электрических сетей.

Так же на разных этапах реализации проекта СКТС планируется привлекать в качестве соисполнителей и экспертов следующие отраслевые центры компетенции и научно-исследовательские организации:

- ОАО «ЦКБ Энергоремонт» (Центральное конструкторское бюро по модернизации и ремонту энергетического оборудования);
- ОАО «НПО ЦКТИ» (Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова);
- Научно-исследовательский институт им. Кржижановского (ЭНИН);
- ОАО «НИИПТ» (Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения);
- МЭИ (ТУ) (Московский энергетический институт (технический университет));
- ИГЭУ (Ивановский государственный энергетический университет);
- ФГУП ВЭИ (Всероссийский электротехнический институт им. В.И.Ленина);
- ФЭИ (Физико-энергетический институт);
- МГТУ им. Н.Э. Баумана.

8. Мероприятия в области выпуска инновационных продуктов

8.1. Планы работ инновационного характера

№ п/п	Наименование работ	Срок выполнения работ	Результат работ инновационного характера	Стоимость работ, руб.
1	Работы по созданию Системы сбора и обработки информации			198 115 000,00
1.2	Разработка автоматизированной системы сбора и обработки информации СКТС	01.03.2011-31.12.2011	Автоматизированная система сбора и обработки информации СКТС	
1.3	Разработка Портала мониторинга инвестиционных программ объектов электроэнергетики	01.03.2011-31.12.2011	Портал мониторинга инвестиционных программ объектов электроэнергетики	
1.4	Разработка Портала мониторинга действующих объектов электроэнергетики	01.07.2011-31.12.2011	Портал мониторинга действующих объектов электроэнергетики	
2	Работы по методологическому обеспечению системы аналитического сопровождения			118 500 000,00
2.1	Разработка методологии автоматизированного сбора информации для реализации методики оценки технического состояния тепломеханического оборудования	01.04.2011 - 29.02.2012	Правила автоматизированного сбора, учета и математической обработки информации о техническом состоянии тепломеханического оборудования. Методика по формированию реестров оборудования субъектов электроэнергетики. Порядок работы с реестрами оборудования субъектов электроэнергетики. Нормативный	

			справочник оборудования. Макеты по составу и техническому состоянию оборудования	
2.2	Разработка методики оценки технического состояния отдельных видов и типов тепломеханического оборудования	01.04.2011 - 29.02.2012	Методика оценки технического состояния отдельных видов и типов тепломеханического оборудования	
2.3	Разработка методики оценки технического состояния отдельных видов и типов электротехнического оборудования, гидротурбин.	01.04.2011 - 29.02.2012	Методика оценки технического состояния отдельных видов и типов электротехнического оборудования, гидротурбин.	
2.4	Разработка методологии автоматизированного сбора информации для реализации методики оценки технического состояния электротехнического оборудования электрических станций и сетей, гидротурбин.	01.04.2011 - 29.02.2012	Правила автоматизированного сбора, учета и математической обработки информации о техническом состоянии электротехнического оборудования, гидротурбин. Методика по формированию реестров оборудования субъектов электроэнергетики. Порядок работы с реестрами оборудования субъектов электроэнергетики. Нормативный справочник оборудования. Макеты по составу и техническому состоянию оборудования	

3	Работы по методологическому обеспечению системы выездных проверок			49 394 749,98
3.1	Разработка методики проведения выездных проверок выполнения ремонтных программ субъектами электроэнергетики, технического состояния оборудования на действующих объектах электроэнергетики	01.01.2011-31.07.2011	Методика проведения выездных проверок выполнения ремонтных программ субъектами электроэнергетики, технического состояния оборудования на действующих объектах электроэнергетики	
3.2	Разработка методики проведения выездных проверок хода реализации инвестиционных проектов	01.01.2011-31.07.2011	Методика проведения выездных проверок хода реализации инвестиционных проектов	
3.3	Разработка методики оценки и подтверждения физических объемов реализации инвестиционных проектов	01.01.2011-31.07.2011	Методики оценки и подтверждения физических объемов реализации инвестиционных проектов	
3.4	Разработка тематических программ проверок с детализацией по видам энергетического оборудования энергетических объектов	01.01.2011-31.07.2011	Программы проверок с детализацией по видам энергетического оборудования энергетических объектов	

8.2. Внедрение инновационных решений в практику контрольных мероприятий, процессов мониторинга и анализа технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования

Одним из основных элементов СКТС является Автоматизированная Система сбора и обработки информации, позволяющая осуществлять автоматизированный сбор, консолидацию, анализ и хранение информации, поступающей от участников отраслевого информационного сегмента, субъектов электроэнергетики, аналитическую обработку и верификацию, а также подготовку статистических и аналитических отчетов и предложений путем использования инновационных компонентов информационного обеспечения СКТС, указанных в разделе 4 настоящей Программы:

Для решения задач автоматизации бизнес-процессов информационного обеспечения СКТС планируется привлечь:

ФГУ «РЭА» Минэнерго РФ – федеральное государственное учреждение, занимающееся вопросами информационно-аналитического обеспечения устойчивого энергетического развития, повышения энергетической эффективности экономики Российской Федерации, стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности в субъектах РФ;

ООО «АйТи Энерджи Сервис» – ведущего поставщика ИТ-услуг для предприятий ТЭК.

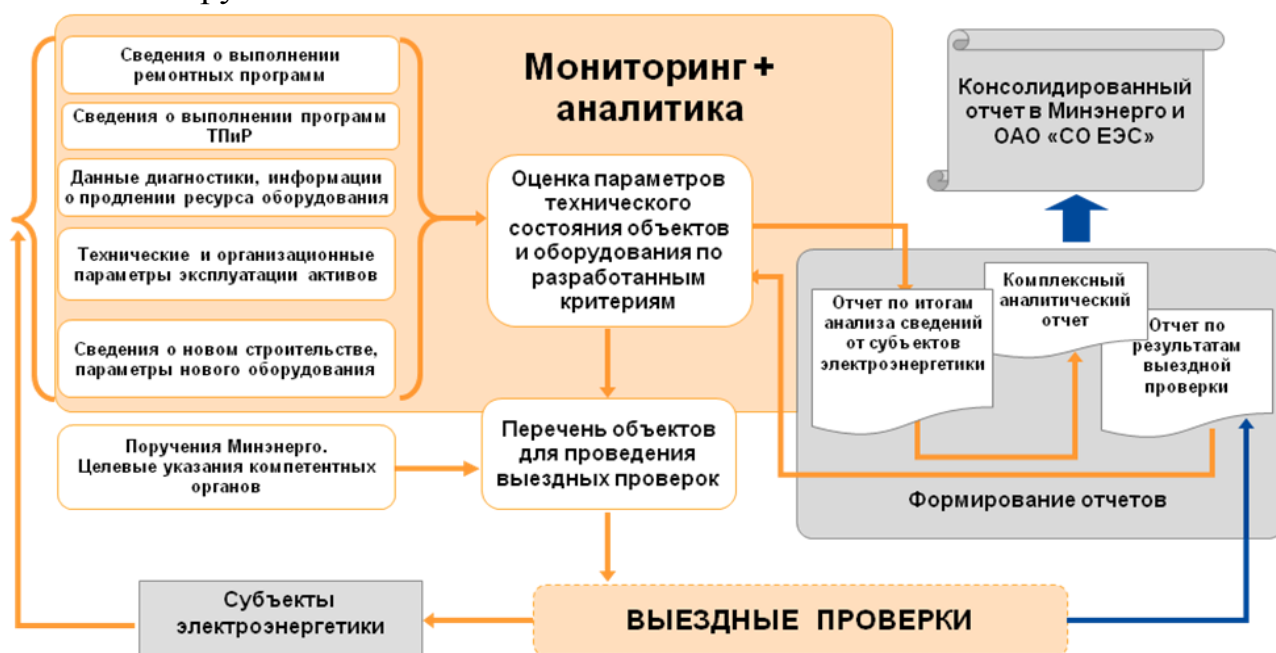
Система аналитического сопровождения должна обеспечить подготовку аналитических документов о фактической и прогнозной технической готовности основного оборудования объектов электроэнергетики к выполнению заданных функций производства и транспорта электрической энергии.

Целью аналитического сопровождения является:

- экспертная оценка фактического технического состояния действующего основного энергетического оборудования и объектов электроэнергетики;
- своевременное информирование отраслевого сообщества о выявлении нарушений субъектами электроэнергетики требований отраслевых регламентов, норм и правил, устанавливающих единые технологические требования к поддержанию работоспособности и готовности энергетического оборудования и объектов электроэнергетики для выполнения заданных функций единого процесса производства и передачи электрической энергии как элементов электроэнергетической системы;
- экспертная оценка прогнозного предельного технического состояния действующего основного энергетического оборудования, наработка или срок эксплуатации которого на объектах электроэнергетики превышают нормируемые сроки;

- информирование отраслевого сообщества о нецелесообразности, неэффективности его дальнейшей эксплуатации для своевременного вывода из эксплуатации данного оборудования и из состава электроэнергетической системы данного элемента, планирования замещения выбывающих мощностей;
- методическое и информационно-аналитическое обеспечение процессов подготовки и принятия управляющих решений (воздействий).

Планируемая схема аналитического обеспечения:



Для аналитического обеспечения в проекте предусмотрена реализация механизмов по получению информации от субъектов электроэнергетики по следующим направлениям:

- сведения о выполнении ремонтных программ;
- сведения о выполнении программ технического перевооружения реконструкции и модернизации оборудования;
- данные по техническим параметрам эксплуатируемого оборудования;
- сведения о новом строительстве и параметрам вновь вводимого оборудования.

Накопленная информация в базе данных проходит обязательную выборочную верификацию по результатам выездных проверок ремонтной деятельности и технического состояния оборудования на объектах электроэнергетике. Аналогичный подход (выездные проверки) для подтверждения достоверности информации используется при анализе реализации инвестиционных проектов.

Продуктами аналитического обеспечения СКТС должны стать информационно-аналитические отчеты, перечень и направленность которых на конечного потребителя приведена в таблице.

Выходные документы информационно-аналитического сопровождения СКТС:

№	Информационно-аналитические документы	Потребитель/адресат для направления
2011 год		
1	Анализ технического состояния оборудования по наработке и срокам эксплуатации.	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
2	Анализ обоснованности и достаточности ремонтных программ.	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
3	Отчет о контроле выполнения годовых планов ремонтов субъектами электроэнергетики.	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
4	Отчет об оценке результатов ремонтов оборудования и обоснованности исключения объемов ремонтных работ из годовой программы ремонта оборудования.	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
5	Дополнительные целевые информационные отчеты по объектам генерации.	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
2012 год		
1	Отчет о контроле выполнения годовых планов ремонтов субъектами электроэнергетики	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
2	Отчет об оценке результатов ремонтов оборудования и обоснованности исключения объемов ремонтных работ из годовой программы ремонта оборудования	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
3	Отчет о выполнении субъектами электроэнергетики мероприятий годовых программ технического перевооружения и модернизации в отчетном году	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
4	Отчет об оценке энергоэффективности проведенного технического перевооружения и модернизации	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
5	Отчет об оценке обоснованности и достаточности годовых программ ремонта основного оборудования	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
6	Отчет о наработке и сроках эксплуатации основного тепломеханического и электротехнического оборудования	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
7	Реестр наработки (сроков эксплуатации) тепломеханического и электротехнического оборудования, подлежащих отраслевому контролю с выполнением анализа и контролем выполнения мероприятий по принимаемым собственником мер по поддержанию ресурса оборудования	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
8	Реестр наработки (сроков эксплуатации)	Минэнерго России

	тепломеханического и электротехнического оборудования, подлежащих отраслевому контролю с выполнением анализа и контролем выполнения мероприятий по принимаемым собственником мерам по поддержанию ресурса оборудования	ОАО «СО ЕЭС»
9	Отчет об отклонениях эксплуатационных показателей и технических параметров состояния оборудования объектов электроэнергетики, подлежащих отраслевому контролю от нормативных	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
10	Комплексный анализ технического состояния оборудования электрических станций, подлежащего отраслевому контролю	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
11	Комплексный анализ технического состояния оборудования электрических сетей, подлежащего отраслевому контролю	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»
12	Дополнительные целевые информационные отчеты по объектам генерации.	Минэнерго России ОАО «СО ЕЭС»

Кроме перечисленных возможно создание и других информационно-аналитических материалов по поручениям Минэнерго России и ОАО «СО ЕЭС».

9. Ключевые показатели эффективности (KPI)

При реализации Программы необходимо ориентироваться на достижение поставленной цели, при этом как сама цель, так и этапы реализации должны иметь индикативное выражение, позволяющее контролировать ход реализации Проекта. Проектом установлены следующие ключевые показатели эффективности, одобренные Советом директоров ОАО «СО ЕЭС» 08.06.2010 (Прокол № 91) в составе документов паспорта Проекта.

№	Работа	Целевой индикатор***	Значение целевого индикатора		
			Базовое	2011г	2012г*
1	Создание информационной системы СКТС	Доля субъектов, которыми осуществляется использование системы, %	0	50-75	100
2	Формирование базы данных по объектам электроэнергетики, в т. ч. аварийным и проблемным	Доля охвата объектов, учтенных в базе данных	0	50-75	99
3	Выполнение контрольных мероприятий в СВП	Коэффициенты** СВП:			
		– эффективности проверок;	0	0,85	0,95
		– своевременности и полноты предоставления отчетности;	0	0,9	0,95
	– выполнения плана проверок	0	0,9	0,95-1	

*Значение индикатора, при условии эффективной работы СКТС после реализации данного Проекта.

** По результатам работы в 2011 г. будут предложены для утверждения индикаторы для СКТС (методика, регламент, целевые показатели), в составе сводных целевых показателей будут учтены в т.ч. предлагаемые показатели для СВП.

10. Краткосрочный план реализации программы и ее финансирования

№ п/п	Наименование	Срок начала	Срок окончания	Стоимость, руб.	Продукт
2011 год					
1	Создание базы данных для информационной аналитической системы	январь 2011	октябрь 2011	111 100 000	Создание актуализированной БД ТСО для АС СиОС СКТС
2	Разработка и организация работы по созданию автоматизированной информационно-аналитической системы СКТС (АС СиОИ СКТС)	март 2011	декабрь 2011	379 482 000	Автоматизированная система сбора и обработки информации (АС СиОИ) СКТС
3	Создание поэтапно информационной системы «Портал мониторинга инвестиционных действующих объектов и проектов электроэнергетике».	март 2011	декабрь 2011	48 000 000	Создание внешнего Портала консолидирующего информационные потоки в электроэнергетике
4	Создание 1 этапа информационной системы «Портал мониторинга инвестиционных объектов электроэнергетике»	февраль 2011	сентябрь 2011	18 000 000	Создание внешнего Портала (с закрытым доступом)
5	Создание 2 этапа информационной системы «Портал мониторинга действующих объектов электроэнергетике».	сентябрь 2011	декабрь 2011	30 000 000 Окончательная стоимость будет определена по результатам реализации п. 1 и 2.1.	Создание Портала с возможностью интернет доступа к его разделам в т.ч. общественности.
6	Методологическое обеспечение процессов отраслевого анализа	январь 2011	октябрь 2011	50 000 000	Методологические материалы, регламенты СВП и методики анализа в

	в СКТС и системы выездных проверок (СВП)				СКТС
7	Приобретение измерительной техники и приборов для фиксации результатов внешних осмотров	март 2011	июль 2011	7 500 000	Техническое обеспечение СВП средствами, подтверждающими достоверность информации
8	Разработка нормативно-правовой основы системы отраслевого контроля за техническим состоянием оборудования э\э**	март 2011	июнь 2011	101 076 000	Нормативно-правовое обеспечение СКТС
9	Проведение опытной эксплуатации ИАС СКТС в составе СВИ, СЭД, ПАК, Портала мониторинга, БД.	сентябрь 2011	сентябрь 2011****	72 113 000	Опытная эксплуатация ИАС и Портала
10	Вознаграждение Исполнителя Проекта СКТС	сентябрь 2011	декабрь 2011****	15 685 154	
11	Итого по проекту	январь 2011	декабрь 2011	799 956 154	

ФОРМА



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

ОТЧЕТ
за 20__ год
о реализации Программы
инновационного развития
на 2011 – 2016 годы и перспективу
до 2020 года

Ответственное подразделение: Отдел инновационной деятельности

Ответственное лицо:

Ответственный руководитель:

Москва, 20__ год

1. Общие сведения (Вводная часть).
2. Итоги реализации Программы в 20__ году (Основная часть)
 - 2.1. Ключевые направления инновационного развития технологии Системного оператора:

№	Направление инновационного развития	НИОКР, проектные и иные работы инновационного характера
1.	Создание и развитие систем режимной автоматики	
2.	Создание и развитие систем противоаварийной автоматики	
3.	Создание и развитие системы мониторинга переходных режимов (СМНР) в ЕЭС России	
4.	Совершенствование средств и деятельности по выбору состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО)	
5.	Совершенствование средств и деятельности по расчету и анализу электрических режимов	
6.	Совершенствование средств и деятельности по перспективному планированию электрических режимов	

- 2.2. Совершенствование инструментария инновационного развития, реализованного в ОАО «СО ЕЭС»:

№	Направление деятельности, обеспечивающее инновационное развитие	Итоги совершенствования инструментария
7.	Развитие научно-технического сотрудничества	
8.	Освоение новых компонентов технологии управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России	
9.	Инновации в технологических бизнес-процессах	
10.	Развитие системы контроля качества (технического контроля)	
11.	Инновации в информационных технологиях (ИТ)	
12.	Инновации в технологиях обеспечения безопасности	
13.	Профессиональная готовность персонала. Кадровая и образовательная деятельность	
14.	Энергосбережение, энергоэффективность, экологичность	

2.3. Итоги совершенствования организационных механизмов, обеспечивающих реализацию Программы:

№	Направление деятельности, обеспечивающее инновационное развитие	Итоги совершенствования организационных механизмов
15.	Совершенствование системы управления инновационной деятельностью	
16.	Финансирование инновационной деятельности	

3. Оценка эффективности инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»
(Заключительная часть)

4. Презентационный материал

5. Приложения

№ 1	Перечень НИОКР, проектных и иных работ по инновационному развитию технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, проведенных ОАО «СО ЕЭС» в 20__ году
№ 2	

Динамика расходов на НИОКР, проектные и иные инновационные работы и мероприятия ОАО "СО ЕЭС" (в процентах к выручке) до 2020 года

№	Реквизиты документа, которым обусловлено увеличение расходов на НИОКР, проектные и иные инновационные работы и мероприятия (название, утвердивший орган, дата)	Расходы на НИОКР, проектные и иные инновационные работы и мероприятия (% к выручке)											
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Программа инновационного развития на 2011 – 2016 годы и на перспективу до 2020 года	1,00	0,75	3,11	3,42	3,49	3,39	3,42	3,45	3,48	3,52	3,55	3,58

Выручка компании (в действующих (номинальных) ценах)

№	Реквизиты документа, которым утверждены объемы прогнозируемой выручки (название, утвердивший орган, дата)	Выручка компании (млн.рублей, без НДС)											
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2	Письмо ОАО "СО ЕЭС" в Минэнерго России от 15.03.2011 № Г12-VII-19-3110. Бизнес-план ОАО "СО ЕЭС" на 2011 год	16 222,10	15 961,56	20 356,06	24 847,56	27 652,16	29 990,60	32 089,90	34 336,20	36 739,70	39 311,50	42 063,30	45 007,80

Инвестиционные расходы на НИОКР, проектные и иные инновационные работы (в действующих (номинальных) ценах), с 2012-2013 гг. - инновационный фонд ОАО "СО ЕЭС"

№	Реквизиты документа, которым утверждены объемы прогнозируемых расходов на НИОКР, проектные и иные инновационные работы и мероприятия (название, утвердивший орган, дата)	Расходы на НИОКР, проектные и иные инновационные работы и мероприятия (млн.рублей, без НДС)											
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
3	Программа инновационного развития на 2011 – 2016 годы и на перспективу до 2020 года (Инновационный фонд ОАО "СО ЕЭС")	162,83	119,89	633,65	849,99	965,75	1 016,19	1 097,48	1 185,28	1 280,10	1 382,51	1 493,12	1 612,56
	в том числе*:												
3.1.	Инвестиционная программа ОАО "СО ЕЭС"	162,83	119,89	573,65	444,00	504,31	544,65	588,22	635,28	686,10	740,99	800,27	864,29
3.2.	Смета расходов на финансирование производственно- хозяйственной деятельности ОАО «СО ЕЭС» (Смета затрат) **	Не учитываются в расчетах		60,00	405,99	461,44	471,54	509,26	550,00	594,00	641,52	692,85	748,27

* - распределение по критериям согласно подходам финансово-экономического планирования, действующим в 2011 году. При изменении указанных подходов в 2012-2013 гг. формируется единый Инновационный фонд ОАО "СО ЕЭС"

** - в 2011 году приняты к расчету только данные по НИОКР (договор с ОАО "ЭНИН")

**Сводные данные о финансировании мероприятий Программы
по статьям сметы затрат ОАО "СО ЕЭС" в 2011-2013 годах
(кроме расходов на НИОКР и оплату труда)**

№	Наименование	Объем затрат по годам			Итого по разделу в 2011-2013
		2011	2012	2013	
2.3.	Создание и развитие систем противоаварийной автоматики	22 000	22 000	22 000	66 000
2.4.	Создание и развитие СМГПР	25 000	25 000	25 000	75 000
2.5.	Совершенствование средств и деятельности по ВСВГО	15 000	15 000	15 000	45 000
2.7.	Совершенствование средств и деятельности по перспективному планированию электрических режимов	18 000	19 440	21 000	58 440
3.1.	Расходы по участию ОАО «СО ЕЭС» в проекте PEGASE*	5 372	2 093		7 465
4.4.	Освоение новых компонентов технологии		35 600	38 500	74 100
5.1.	Улучшение управляемости ЕЭС России за счет оптимизации организационной структуры системы оперативно-диспетчерского управления		5 900	5 000	10 900
5.3.1.	Разработка и сопровождение проектов нормативных правовых и нормативных технических актов по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике	8 000	11 400	12 540	31 940
5.3.2.	Разработка и сопровождение проектов документов по технологическому взаимодействию с субъектами электроэнергетики, стандартов, нормативной и другой технической документации по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике	4 320	4 752	5 227	14 299
5.4.1.	Участие в работе КОТК	7 250	7 975	8 773	23 998
5.4.2.	Участие в соглашении БРЭЛЛ	2 800	3 024	3 266	9 090
7.3.	Создание Единого территориально-распределенного корпоративного Центра обработки данных (ЕТРК ЦОД) ОАО «СО ЕЭС» на базе типовых модулей филиалов	4 200	15 340	19 800	39 340
7.4.	Создание Системы мониторинга и управления корпоративными ИТ-инфраструктурой и ИТ-сервисами (ИТ-услугами)	3 850	14 620	28 000	46 470
7.5.	Развитие многопользовательских средств и систем отображения схем и актуальных параметров электроэнергетического режима операционных зон диспетчерских центров в реальном времени	39 600	42 000	38 000	119 600
8.1.	Развитие и совершенствование тренажерной подготовки персонала	3 400	3 670	20 000	27 070
8.2.	Подготовка, переподготовка, повышение квалификации персонала	87 966	101 195	116 375	305 536
8.4.	Работа с кадровым резервом	39 000	43 100	46 080	128 180
8.5.1.	Профессиональная ориентация старших школьников	9 400	10 500	11 550	31 450
8.5.2.	Профессиональное образование студентов	12 200	21 700	22 700	56 600
8.5.3.	Профессиональная адаптация молодых специалистов	1 450	1 680	2 060	5 190
8.6.	Формирование мотивации к профессиональной деятельности, связанной с оперативно- диспетчерским управлением в электроэнергетике, средствами корпоративной культуры	Нет сведений	Нет сведений	573,64585	444,0007143
10.4.	Стимулирование работников ОАО «СО ЕЭС» к участию в инновационной деятельности	Нет сведений	Нет сведений	Нет сведений	Нет сведений
ИТОГО по Смете затрат ОАО "СО ЕЭС" (без учета ФОТ), тыс.руб. без НДС		308 808	405 989	461 445	1 176 112

* в том числе возмещаемые расходы в 2011-2012 гг. = 6 765 тыс.руб.



О Программе инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2011-2016 годы и на период до 2020 года



Задачи, решаемые разработкой и принятием Программы

1

Раскрыть общую картину инноваций производственно-технологической деятельности и перспективы качественно нового развития (совершенствования) по ключевым направлениям

Основа:
приказы СО ЕЭС
от 11.01.2011 № 1,
от 24.01.2011 №10
(пункт 3)

2

Принять документ, соответствующий требованиям ФОИВ, и формат ежегодной отчетности об инновационной деятельности

Основа:
МЕТОДИКА
МЭР ОТ
01.02.2011

3

Получить дополнительные аргументы для обоснования тарифных заявок на 2011-2016 гг. и до 2020 г. в части затрат на планируемые мероприятия

Основа: приказ
ФСТ России от
23.10.2009
№ 267-э/8



Идеи, заложенные в основу Программы инновационного развития на 2011-2016 гг. и до 2020 г. согласно Концепции, утвержденной решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от 26.01.2011 № 102

Идеи, Заложенные в основу

1. Инновационное развитие технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, являющейся для ОАО «СО ЕЭС» (Системного оператора) единственной и исключительной.
2. Качественное усовершенствование Специальных инструментов поддержки путем применения новейших оборудования и приборов, лучших отечественных и зарубежных технических решений, технологий и продуктов, совместимых со средствами, компетенциями и деятельностью по расчетам, анализу и регулированию электроэнергетических режимов

Средства вычислительной техники и связи

Средства и деятельность по поддержке торговых процедур, сопровождения рынка и отчетности

Средства и деятельность по проф. подготовке и аттестации диспетчерского и технологического персонала

Средства, компетенции и деятельность по расчетам, анализу и регулированию электроэнергетических режимов

Системы инженерного обеспечения диспетчерских центров

Резервные системы управления и обеспечения физ. и инф. безопасности для непрерывного и устойчивого функционирования и живучести системы оперативно-диспетчерского управления в обстановке ЧС



Задачи Программы и эффекты от ее реализации

Задачи

- Организация разработки идей по развитию, качественно новому усовершенствованию средств, компетенций и деятельности по расчетам, анализу электроэнергетических режимов и управлению ими, проведение в этих целях научно-технических разработок и исследований, проектных и опытно-конструкторских работ
- Обеспечение трансформации полученных идей, результатов НИОКР, проектных работ в технологически новые или качественно усовершенствованные принципы, алгоритмы, способы, процессы расчетов, анализа электроэнергетических режимов и управления ими
- Организация внедрения инновационных решений в практическое оперативно- диспетчерское управление ЕЭС России через производственно- технологическую деятельность Системного оператора
- Совершенствование технологических деловых процессов и внедрение новых методов в управлении на основе изучения лучших зарубежных практик, оригинальных разработок
- Создание эффективной системы управления инновационной деятельностью и инновационным развитием ОАО «СО ЕЭС»
- Совершенствование кадровой и образовательной деятельности, профессионального мастерства диспетчерского и технологического персонала и обеспечение его готовности к решению задач по оперативно- диспетчерскому управлению в электроэнергетике

Эффекты

1. **Общесистемные эффекты ЕЭС России, получаемые по сравнению с децентрализованной формой организации электроэнергетики**
2. **Повышение эффективности ЕЭС России как функционирующей электроэнергетической системы по ключевым параметрам**
3. **Эффекты, достигаемые за счет совершенствования оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике**
4. **Качественно новое состояние системы оперативно- диспетчерского управления в электроэнергетике**
5. **Реализация комплексных пилотных проектов**
6. **Иные эффекты**



Миссия Системного оператора и его функциональные направления деятельности

МИССИЯ

1. Управление технологическими режимами работы объектов ЕЭС России в реальном времени
2. Планирование отключений для проведения ремонтов основного электроэнергетического оборудования генерирующих и сетевых компаний
3. Обеспечение перспективного развития ЕЭС России с учетом требований устойчивости, безопасности и надежности, в том числе с учетом необходимости синхронизации строительства (реконструкции) генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства и их скоординированного ввода в эксплуатацию
4. Обеспечение единства и эффективной работы технологических механизмов оптового рынка электрической энергии и мощности, розничных рынков электрической энергии

Ф.Н.Д.

- **Непрерывное поддержание баланса электрической мощности в ЕЭС России**
- **Обеспечение надежности и безопасности функционирования ЕЭС России**
- **Математическое моделирование режимов ЕЭС России**
- **Обеспечение профессиональной готовности диспетчерского персонала к решению задач оперативно-диспетчерского управления**

17 ключевых деловых процессов



Модель инновационного развития, реализуемая ОАО «СО ЕЭС»

Инновационная деятельность ОАО «СО ЕЭС»

Ключевые направления инновационного развития технологии Системного оператора

1. Создание и развитие систем режимной автоматики
2. Создание и развитие систем противоаварийной автоматики
3. Создание и развитие СМНР
4. Совершенствование средств и деятельности по ВСВГО
5. Расчеты и анализ электрических режимов
6. Перспективное планирование электрических режимов

НИОКР,
проектные и
иные работы

НИОКР,
проектные и
иные работы

Инструментарий инновационного развития, реализованный в ОАО «СО ЕЭС»

1. Развитие научно-технического сотрудничества
2. Освоение новых компонентов технологии
3. Инновации в технологических бизнес-процессах
4. Развитие системы контроля качества (технического контроля)
5. Инновации в ИТ
6. Инновации в технологиях обеспечения безопасности и функционирования инженерных систем
7. Профессиональная готовность персонала. Кадровая и образовательная деятельность
8. Энергосбережение, энергоэффективность, экологичность

Мероприятия

Мероприятия

Организационные механизмы, обеспечивающие инновационное развитие

1. Совершенствование системы управления инновационной деятельностью
2. Финансово-экономическое обеспечение
3. Оценка эффективности инновационного развития

Показатели

Показатели



Содержание инновационных работ по ключевому направлению 5 «Совершенствование средств и деятельности по расчетам и анализу электрических режимов» в 2011 – 2013 годах

1. Разработка ПО для автоматического расчета и анализа электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях (режимы «N-1», «N-2»)

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
2.61.	Создание ПО анализа электрических режимов в вероятных аварийных ситуациях в виде отдельного EMS-приложения для использования в автоматизированной технологии ОАО «СО ЕЭС»	2012	15 000,0

2. Разработка ПО «Ввод режима в допустимую область»

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
2.6.2	Модификация ПО «Ввод режима в допустимую область»	2009 2011	20 000,0

3. Совершенствование ПК расчета установившихся режимов и статической устойчивости

Определены направления совершенствование корпоративного ПК Rastr Win для формирования работ

4. Создание ПК расчета динамической устойчивости

№	Наименование работы	Срок выполнения	Сметная стоимость, тыс.руб. с НДС
2.6.4	Разработка программного обеспечения для моделирования переходных процессов в электроэнергетических системах (ПВК RuStab)	2007 2011	59 000,0



Содержание работ по освоению новых компонентов технологии

4.1. Организация отбора исполнителей, заключение договоров на оказание услуг по обеспечению системной надежности, выполнение мероприятий по фактическому оказанию услуг

- 2011-2012 Внедрение ЭТП для проведения отборов исполнителей услуг по обеспечению системной надежности
- 2011-2015 Формирование методич. основ оказания услуг по регулированию реактивной мощности с использованием различных типов оборудования
- 2012-2020 Исследование возможности адаптации к применению в российской электроэнергетике лучших мировых практик в части организации предоставления новых видов услуг по обеспечению системной надежности (резервирование генерирующего и/или сетевого оборудования; автоматическое управление генерирующим оборудованием (AGC), запуск генерирующего оборудования без внешнего источника (black start))

4.2. Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка, поддержка торговых процедур, сопровождение рынка и отчетности

- 2011-2012 Разработка методологии, внедрение инновационных технологий расчета и администрирования процесса работы БР в целях обеспечения процессов координации работы рынков реального времени в рамках ЕЭС России
- 2011-2012 Реновация технологической инфраструктуры, обеспечивающей работу БР, в целях перехода к двухчасовому циклу планирования
- 2012-2020 Масштабное обновление технологической инфраструктуры, обеспечивающей работу БР в целях перехода к объектному представлению расчетной модели ЕЭС России на основе CIM (Common Information Model)

4.3. Организация конкурентных отборов мощности (КОМ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности)

- 2011-2012 Модификация алгоритма расчетов объемов и цен по результатам КОМ, направленная, в том числе, на более эффективное использование пропускной способности сети между ЗСП при проведении отбора
- 2011 – 2012 Проектирование, разработка и внедрение on-line системы информационного обмена с участниками рынка уведомлениями об ожидаемом состоянии генерирующего оборудования и его готовности к выработке электроэнергии
- 2012-2020 Разработка методологической базы и технических средств системы моделирования сценариев работы рынка мощности с целью поддержки принятия решений при проведении долгосрочных отборов мощности.

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	Инвестиционная программа (тыс.руб. с НДС)					
Инвестиционные работы по проекту 2. «Технологии поддержки торговых процедур, сопровождения рынка и отчетности»	52 882	-	62 400	67 400	72 800	84 940
	Смета затрат (тыс.руб. с НДС)					
Консультационные услуги и прочие операционные расходы, связанные с сопровождением и развитием РСУ, поддержкой торговых процедур, сопровождением рынка и отчетностью, организацией и проведением КОМ	-	35 600	38 500	41 500	44 850	52 300



Система управления инновационной деятельностью

1. Сотрудничество с высшими учебными заведениями (ВУЗами), научными организациями, инновационными организациями малого и среднего бизнеса
2. Инновационное развитие дочерних и зависимых обществ (ДЗО)
3. Система управления интеллектуальной собственностью
4. Механизмы стимулирования работников ОАО «СО ЕЭС» к участию в инновационной деятельности
5. Иные организационные механизмы:
 - Система управления знаниями
 - Система раскрытия информации об инновационной деятельности
 - Организационная структура, обеспечивающая и координирующая инновационную деятельность
 - Внутренняя нормативная база по вопросам организации инновационной деятельности ОАО «СО ЕЭС»
 - Контроль и отчетность о ходе реализации Программы
 - Оценка эффективности инновационной деятельности

Система управления инновационной деятельностью

Мероприятия

Направления работ

Показатели

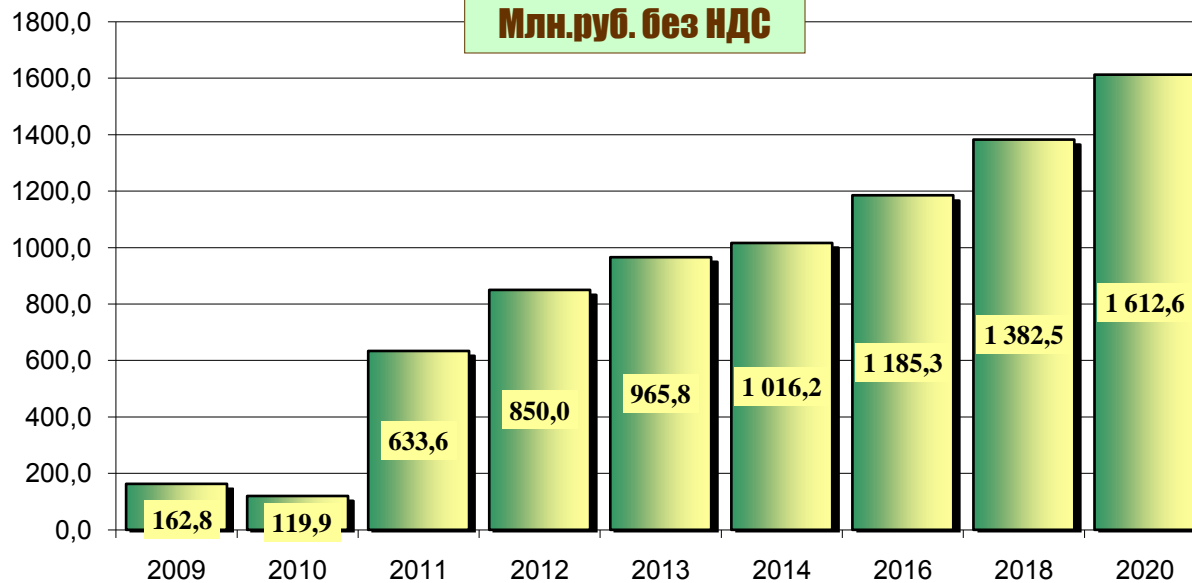
Функционал

Формы документов



Источники, объемы и порядок финансирования программы

В 2011 – 2012 гг. НИОКР, проектные и иные инновационные работы финансируются в рамках Инвестиционной программы и Сметы затрат ОАО «СО ЕЭС» в зависимости от характера расходов



Необходимо проработать вопрос о выделении инновационных расходов в целевой Инновационный фонд

Удельный объем финансирования НИОКР и иных инновационных мероприятий по отношению к общей выручке в 2010 году составил **0,75 %**. В 2011 году этот показатель планируется в **3,11%**, с 2012 года на уровне **3,5% 0,15%**

Инновационные работы имеют относительно небольшой объем финансирования в 6 – 8% от объема Инвестиционной программы.

Но они являются «локомотивом» инвестиционного процесса, предваряют техническую политику. Они определяют последующие изменения в подходах к деятельности, изменениях в нормативной документации, выполнение проектных работ, и, в конечном счете, основные кап. вложения



Аналитические данные по финансированию Программы в 2011 – 2016 гг. и до 2020 г.

Год	Объем затрат на НИОКР и иные инновационные работы и мероприятия, млн.руб. без НДС			Выручка (в действующих ценах), млн.руб. без НДС	Соотношение затраты на НИОКР и иные инновационные мероприятия / выручка, %
	Инвест. программа	Смета затрат	Всего (Инновационный фонд)		
	Инновационный фонд (с 2012-2013 г.)				
1	2	3	4=2+3	5	6=4/5 (%)
2011	573,65	60,00	633,65	20 356,06	3,11
2012	444,00	405,99	849,99	24 847,56	3,42
2013	504,31	461,44	965,75	27 652,16	3,49
2014	544,65	471,54	1 016,19	29 990,60	3,39
2015	588,22	509,26	1 097,48	32 089,90	3,42
2016	635,28	550,00	1 185,28	34 336,20	3,45
2017	686,10	594,00	1 280,10	36 739,70	3,48
2018	740,99	641,52	1 382,51	39 311,50	3,52
2019	800,27	692,85	1 493,12	42 063,30	3,55
2020	864,29	748,27	1 612,56	45 007,80	3,58

В настоящее время инновационные расходы планируются в составе либо инвестиционной программы (НИОКР, модернизация ПО, предТЭО реконструкции ПА, др.), либо смет затрат (статья «Подготовка, переподготовка, повышение квалификации персонала», магистерские программы, проведение совещаний, др.).

В 2012 – 2013 гг. необходимо изменение подходов к финансово-экономическому планированию в части выделения расходов по критерию «Инновационные работы и мероприятия» в целевой Инновационный фонд

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru



www.so-ups.ru