

**ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНЦЕПЦИИ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
С АКТИВНО-АДАПТИВНОЙ СЕТЬЮ**

2012

Аннотация

В данном документе представлены основные положения Концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью, разработанные в 2011 г. по заказу ОАО «ФСК ЕЭС» ОАО «НТЦ электроэнергетики» с привлечением ряда отраслевых и академических институтов, в том числе ОАО «Институт «Энергосетьпроект», Объединенного института высоких температур РАН (ОИВТ РАН), Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (ИСЭМ СО РАН), Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН), Института проблем управления РАН (ИПУ РАН), ГУ «Институт энергетической стратегии» (ГУ ИЭС), Высшей школы экономики, Московского энергетического института (ТУ), ОАО «Научно-исследовательский институт по передаче энергии постоянным током высокого напряжения» (НИИПТ).

В документе учтены замечания ОАО «СО ЕЭС».

Концепция рассмотрена и одобрена на совместном заседании НТС ОАО «ФСК ЕЭС» и Российской академии наук в октябре 2011г.

ВВЕДЕНИЕ

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России (бывшего СССР), созданная более шестидесяти лет назад, является уникальным организационно-техническим объектом, структура которого и управление им построено по иерархическому принципу, что обеспечивает сбалансированное единство генерации, сетевого распределения и потребления в территориальном разрезе для обеспечения энергетической безопасности регионов и возможность межсистемного обмена потоков мощности и энергии в нормальных и аварийных режимах для повышения эффективности энергообъединения.

Наличие межсистемных связей большой пропускной способности, составляющих Единую национальную электрическую сеть нынешней ЕЭС России, позволяет обеспечить рациональное использование различных энергетических ресурсов, географически и технологически неравномерно распределенных по территории страны (угольные и гидроэнергетические ресурсы, АЭС и ГАЭС), для энергоснабжения крупных центров энергопотребления. Применяемые в ЕЭС системы автоматического управления в нормальных и аварийных режимах, системы релейной защиты и автоматики, способы и методы регулирования возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов и др. позволили обеспечить в высокой степени надежную и устойчивую работу ЕЭС и электроснабжение потребителей.

Централизованная система организации и управления ЕЭС в условиях современной постреформенной России прошла глубокий реинжиниринг деятельности с усилением вертикали оперативно-диспетчерского управления и продолжает совершенствоваться, в том числе для поддержки развивающихся моделей рынка и обновления технологической инфраструктуры ЕЭС.

Вместе с тем, необходимо отметить, что ЕЭС, создававшаяся достаточно давно, нуждается в серьезной модернизации основных фондов и обновлении как в части замены почти 50% физически и морально устаревшего оборудования, так и в применении новых технологий и оборудования, информационно-диагностических систем и систем управления. Реструктуризация электроэнергетики, рыночные условия функционирования электроэнергетики вносят свои особенности и проблемы. Необходимо создание клиенто-ориентированной электроэнергетики, обеспечение

существенно более надежного электроснабжения потребителей, привлечение последних к участию в процессе управления режимами работы энергосистемы. Требуется применение нового энергоэффективного оборудования и новых технологий, обеспечивающих снижение издержек при производстве и передаче электроэнергии, снижение уровня потерь при транспорте тепловой и электрической энергии, оптимизацию величины и размещения резервных мощностей.

В последнее десятилетие в передовых странах мира развивается технология Smart Grid (интеллектуальная сеть). Существуют уже десятки пилотных проектов, где применение «умных счетчиков», «умных лифтов», «умных домов», использование солнечной и ветровой энергии в сочетании с «умными домами» дает существенный выигрыш потребителю в оплате услуг энергетических организаций. Электроснабжающие организации, в свою очередь, получают положительный эффект благодаря сглаживанию графика пиковой нагрузки и уменьшению потерь электроэнергии (Приложение 1).

При разработке данной Концепции основное внимание было уделено развитию элементов интеллектуальной энергосистемы на высоком и сверхвысоком напряжении, хотя эффекты от ее внедрения рассмотрены в комплексе по всей энергосистеме.

Ведущая роль при модернизации электроэнергетики на новых принципах отводится электрической сети как структуре, обеспечивающей надежные связи генерации и потребителя. Новейшие технологии, применяемые в сетях, обеспечивающие адаптацию характеристик оборудования к режимной ситуации, активное взаимодействие с генерацией и потребителями, позволяют создать эффективно функционирующую систему, в которую встраиваются современные информационно-диагностические системы, системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

В целом речь идет о создании так называемой Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), под которой понимается система, в которой все субъекты электроэнергетического рынка (генерация, сеть, потребители) принимают активное участие в процессах передачи и распределения электроэнергии.

В составе ИЭС электрическая сеть из пассивного устройства транспорта и распределения электроэнергии превращается в активный элемент, параметры и характеристики которого изменяются в реальном времени в зависимости от режимов работы энергосистемы.

Для реализации этой новой функции сети оснащаются современными быстродействующими устройствами силовой электроники и электромашиноventильных систем, системами, обеспечивающими получение информации в режиме on-line о режимах работы сети и состоянии оборудования. В сетях и у потребителя находят широкое применение различного рода накопители (аккумуляторы) электрической энергии, а

потребители становятся активными участниками процесса распределения и потребления электроэнергии.

ИЭС ААС оснащаются современными системами автоматизации управления нормальными и аварийными режимами работы с использованием мощных компьютерных средств и единой сети связи для управления и оценки состояния режимов работы ИЭС.

Для целей достижения энергоэффективности, снижения потерь, помимо применения современного экономичного оборудования и технологий применяются и прорывные технологии, такие как использование явления высокотемпературной сверхпроводимости.

Реализация идеологии ИЭС ААС направлена на достижение качественно нового уровня эффективности ее функционирования и развития, а также на повышение системной надежности и пропускной способности, повышение качества и надежности электроснабжения потребителей. Практическое воплощение данных направлений осуществляется во взаимосвязи и в развитие положений стратегических документов ОАО «ФСК ЕЭС» – Программы инновационного развития и Политики инновационного развития и модернизации.

1. Принципы создания ИЭС ААС

Стратегическая цель и направления развития ИЭС ААС

Электроэнергетика России должна базироваться на ключевых ценностях, основанных на клиенто- и социальной направленности с высоким общественным имиджем, обеспечивая:

- **достаточность** (по мощности и объему с учетом графика электропотребления) энергетических услуг надлежащего качества;
- **допустимость** (технологическую и социально-экологическую) совместной работы систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения с поддержанием необходимого уровня резервирования и надежности энергоснабжения;
- **доступность** предоставления услуг (подключения) и передачи электроэнергии в соответствии с экономически обоснованным спросом.

Основные новые качества ИЭС ААС определяются следующими аспектами:

- Обеспечение равного доступа любых производителей и потребителей электрической энергии к услугам инфраструктуры. Создание специальных интерфейсов для унифицированного и надежного подключения к сетям возобновляемых и нетрадиционных источников энергии на условиях параллельной работы в составе энергосистемы.

- Участие в управлении режимом работы ИЭС генерации, управляемых элементов сетевой инфраструктуры, потребителей электроэнергии.
- Обеспечение «активности» потребителей электроэнергии за счет их оснащения интеллектуальными системами учета с возможностью ситуативного управления спросом. Обеспечение за счет применения этих систем рационального использования энергии в нормальных режимах и управления потреблением электроэнергии с целью поддержания требуемых параметров функционирования ИЭС.
- Наличие достаточных объемов информации о текущем состоянии и ее элементов (включая векторные измерения), и о внешней среде (освещенность, осадки, гололед, ветровые нагрузки и другие метеофакторы), а также современной системы управления, позволяющей в реальном времени обрабатывать указанную информацию.
- Обеспечение максимальной самодиагностики элементов ИЭС, использование ее результатов в алгоритмах функционирования автоматических систем режимного и противоаварийного управления.
- Наличие распределенных и иерархических централизованных систем режимного и противоаварийного управления, основанных на адаптивных алгоритмах реального времени.
- Применение быстродействующих программ и вычислительных ресурсов, обеспечивающих как выработку автоматических управляющих воздействий, так и предоставление рекомендаций (с помощью экспертных и других систем) диспетчерскому, оперативно-технологическому и ремонтному персоналу для реализации управляющих воздействий и проведения необходимых работ.

Концепция интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью

Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) представляет собой электроэнергетическую систему нового поколения, основанную на мультиагентном принципе организации и управления ее функционированием и развитием с целью обеспечения эффективного использования всех ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей за счет гибкого взаимодействия всех ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей)

на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления.

В ИЭС ААС важная роль отводится активно-адаптивной электрической сети, как технологической инфраструктуре электроэнергетики, собственно наделяющей интеллектуальную энергосистему принципиально новыми свойствами.

Активно – адаптивная сеть представляет собой совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям энергии элементов электрических сетей и систем управления, включающих:

- линии электропередачи с управляемым изменением характеристик (активных и реактивных составляющих сопротивлений), а также систем контроля их состояния (стрел провеса, гололедообразования, систем защиты от разрядов и перенапряжений и др.);
- устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по модулю и по фазе, мощности активной и реактивной, преобразования рода тока – переменного и постоянного и др.), а также средства накопления и аккумулирования энергии;
- коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;
- исполнительные механизмы, позволяющие в реальном времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя ее параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления);
- датчики положения и текущих режимных параметров в количестве, достаточном для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съема показаний в цифровом виде;
- современные цифровые устройства защиты и автоматики;
- информационно – технологические и управляющие системы, в т.ч. программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей;
- быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов с различными временными циклами для разных уровней управления;

Сравнение традиционной и активно-адаптивной сетей дано в Приложении №2.

2. Ключевые направления концепции ИЭС ААС

В концепции ИЭС ААС представлены три основных направления развития электроэнергетики:

1. Создание и применение улучшающей, новой и прорывной техники, обеспечивающей экономичность и управляемость электрической сети, разработка и использование технологий мониторинга и диагностики сетей.
2. Развитие современных и создание новых систем управления электроэнергетикой; проработка новых принципов информационного взаимодействия энергообъектов, включая и «информационное облако»; обеспечение их кибербезопасности.
3. Разработка принципов вовлечения в управление энергопотреблением как отдельных активных потребителей, так и коллективных интеллектуальных микросетей.

На базе этих трех направлений образуются технические, экономические и социальные эффекты, обосновывающие необходимость развития ИЭС ААС. Для реализации концепции предусматривается создание пилотных проектов, строится дорожная карта.



3. Новая техника — приоритетные (основные) технологии интеллектуальной ЕНЭС

Технические средства активно-адаптивной сети, обеспечивающие её управляемость, в значительной степени определяют возможность «интеллектуализации» электроэнергетики. Указанные технические средства можно разделить на следующие основные группы:

- Устройства регулирования (компенсации) реактивной мощности и напряжения, подключаемые к сетям параллельно.
- Устройства регулирования параметров сети (сопротивление сети), подключаемые к сети последовательно.
- Устройства, сочетающие функции первых двух групп – устройства продольно-поперечного включения.
- Устройства ограничения токов короткого замыкания.
- Накопители электрической энергии.
- Преобразователи рода тока (переменный ток в постоянный и постоянный ток в переменный).
- Кабельные линии электропередачи постоянного и переменного тока на базе высокотемпературных сверхпроводников.

3.1. Управляемые устройства компенсации реактивной мощности предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных пунктах сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии эти устройства вносят вклад в повышение статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки. Данные устройства по принципу действия делятся на статические и электромашинные.

К статическим устройствам относятся: простейшие батареи статических компенсаторов (БСК) и шунтирующие реакторы (ШР), обеспечивающие ступенчатое регулирование реактивной мощности, реакторные группы, коммутируемые вакуумными выключателями (ВРГ), управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические компенсаторы реактивной мощности, выполненные на базе современной силовой электроники (мощные IGBT транзисторы) – СТАТКОМ.

К электромашинным относятся синхронные (СК) и асинхронизированные (АСК) компенсаторы.

Реакторные группы, коммутируемые выключателями (ВРГ). Ступенчато-регулируемые реакторы, подключаемые к третичной обмотке автотрансформаторов (трансформаторов) посредством вакуумных

выключателей с числом коммутаций 5000 – 10000, временем включения/отключения выключателя $\Delta t = 0,02 - 0,12c$. Применяются для компенсации зарядной мощности линий электропередачи и в узлах нагрузки для поддержания напряжения в требуемых пределах в установившихся режимах. Возможны комбинации, когда параллельно ВРГ подключаются конденсаторные батареи (КБ). Отечественной промышленностью освоено производство ВРГ.

Управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием постоянным током. Выполняется на основе специального трансформатора в составе УШР. На общем сердечнике содержится сетевая обмотка реактора, компенсирующая обмотка, обмотка управления, и вне бака с УШР – тиристорное выпрямительное устройство и фильтр. УШР предназначены для плавного регулирования напряжения (реактивной мощности). УШР могут устанавливаться как на линиях электропередачи (линейные УШР), так и на шинах подстанции. Предпочтительная область применения – распределительные сети. Возможна комбинация, когда параллельно УШР подключается конденсаторная батарея (КБ). Производство УШР освоено промышленностью России и Украины.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК). В состав СТК входит реактор с воздушным охлаждением и тиристорный вентиль с воздушным или водяным охлаждением, образующие тиристорные группы (ТРГ) с плавным регулированием угла зажигания тиристоров. Параллельно с ТРГ подключена конденсаторная батарея (КБ), а иногда и фильтро-компенсирующие устройства (ФКУ). Подключается к сети ВН через третичную обмотку НН автотрансформатора или через блочный повышающий трансформатор. СТК применяются для регулирования напряжения, а также для повышения пределов передаваемой мощности по линиям электропередачи.

Отечественной промышленностью освоено производство СТК мощностью 50, 100, 160 МВА 11-15,75 кВ. Мировые производители (Siemens, ABB, Areva и др.) выпускают СТК единичной мощностью 50-500 МВА, напряжением до 35 кВ. В мировой практике СТК нашли широкое применение.

Статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения (СТАТКОМ). Состоит из выполненного на силовых транзисторах преобразователя напряжения, обеспечивающего генерацию и потребление реактивной мощности в диапазоне $\pm 100\%$ установленной мощности устройства, без дополнительных силовых реакторов и конденсаторных батарей. Подключение к сети ВН - через третичную обмотку НН автотрансформатора или через отдельный повышающий трансформатор НН/ВН.

Применяются для динамической стабилизации напряжения, увеличения пропускной способности электропередачи, уменьшения колебаний напряжения, повышения устойчивости при электромеханических переходных процессах, улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме.

Применяется в любых электрических сетях, особенно эффективен в «слабых» сетях.

Разработан и создан первый в России образец мощностью 50 МВар, 15.75 кВ, АВВ выпустила СТАТКОМ мощностью до 150 МВар, напряжением до 35 кВ. В мировой практике наблюдается тенденция увеличения масштабов практического применения СТАТКОМ.

Электромашинные устройства, асинхронизированные компенсаторы (АСК). Является комплексом состоящим из асинхронизированных электрических машин переменного тока и статических преобразователей частоты. Содержит на роторе две и более обмоток возбуждения, благодаря чему обеспечивается возможность регулирования реактивной мощности в пределах $\pm 100\%$. Обеспечивается также возможность регулирования не только величины, но и фазы вектора напряжения в энергосистеме. Возможна работа с переменной частотой вращения с маховиком на валу с целью повышения пределов динамических характеристик энергосистем. Применяется для регулирования напряжения и повышения пределов статической и динамической устойчивости, увеличения пропускной способности электропередачи, улучшения демпфирования энергосистемы.

Отечественной промышленностью освоено производство компенсаторов 100 МВА 11кВ. Фирмой «Hitachi» изготовлен АСК мощностью 60 МВА с маховиком на валу.

3.2. Устройства регулирования параметров сети

Эти устройства предназначены для изменения сопротивления элементов сети, изменения пропускной способности сети, в том числе увеличения вплоть до ограничения по нагреву без нарушения условий устойчивости, перераспределения потоков мощности по параллельным линиям при изменении режимной ситуации. К ним относятся управляемые устройства продольной компенсации (УУПК); фазоповоротные устройства (ФПУ).

Управляемые устройства продольной компенсации (УУПК). Конфигурации УУПК включают в себя реакторы и тиристоры, соединенные параллельно с секциями батареи конденсаторов, включенных в линию электропередачи последовательно. Такая комбинация позволяет обеспечивать плавное управление емкостным сопротивлением и тем самым плавное изменение реактивного сопротивления линии.

Массово производятся зарубежными фирмами. В мировой практике нашли широкое применение. Отечественное производство отсутствует.

Фазоповоротное устройство (ФПУ). Устройство, переключающее посредством выключателей или тиристорных ключей отпайки трансформатора, обеспечивающие регулирование фазы напряжения. Применяется для регулирования потоков мощности по параллельным ЛЭП, повышения пропускной способности.

Отечественное производство отсутствует. В мировой практике нашли широкое применение. Мощность ФПУ достигла 2000 МВт.

3.3. Устройства продольно-поперечного включения

Обеспечивают заданное регулирование величины и фазы вектора напряжения в местах их подключения (**векторное регулирование**) изменяя (оптимизируя) за счет этого управление потоками мощности, как в статических, так и в динамических режимах. Эти устройства создаются либо на базе двух СТАТКОМов, либо двух АСК, соединенных параллельно-последовательно. Отечественное производство отсутствует.

3.4. Преобразователи вида тока

Преобразователи вида тока (переменный ток в постоянный и постоянный в переменный) предназначены:

- для согласованной работы электрических сетей переменного и постоянного тока в случаях их совместного использования, когда применение фрагмента постоянного тока в конкретном сечении (линии) электропередачи является экономически и технически целесообразным;
- для согласования работы сетей с различной частотой электрического тока, в том числе при возникновении аварийных ситуаций и восстановления электроснабжения после ликвидации нарушений;
- для повышения пропускной способности элементов сети, содержащих «слабые» связи.

Технические устройства для решения этих задач выполняются на основе традиционных вставок постоянного тока (вставки на тиристорах), вставок на базе СТАТКОМов, вставок на базе асинхронизированных машин. Вставки на основе тиристоров и СТАТКОМов выпускаются ведущими мировыми производителями (ABB, Siemens, Areva и др.). В России существует производство вставок на тиристорах, в настоящее время реализуются проекты вставки на СТАТКОМах.

3.5. Устройства ограничения токов к.з.

Устройства предназначены для ограничения уровней токов к.з. в ЭЭС. В схемах электроснабжения мегаполисов эта функция особо актуальна в связи с высокой плотностью нагрузки, из-за чего значение токов к.з. часто превышают коммутационную способность существующих выключателей.

К первой группе устройств относятся стандартные токоограничивающие реакторы, включаемые в электрическую сеть последовательно, обеспечивающие сравнительно небольшую степень токоограничения, обладающие сравнительно низкой стоимостью и нашедшие в настоящее время широкое практическое применение в сетях НН и СН.

Вторая группа – автоматические устройства на основе силовой электроники, быстродействующих коммутационных элементов взрывного действия, использования высокотемпературных сверхпроводников, которые обладают в нормальных режимах малым (в идеале нулевым) сопротивлением, а при к.з. – требуемым.

Основу токоограничителя на базе коммутационных элементов составляет быстродействующий коммутатор, состоящий из трех основных элементов: быстродействующее разъединительное устройство; плавкий предохранитель, включенный параллельно; блок логических схем с трансформатором тока. В нормальном режиме элемент с практически нулевым сопротивлением включается в сеть последовательно. При КЗ коммутирующий элемент разрывает связь, и в сети оказывается включенной индуктивность, которая в нормальном режиме была зашунтирована элементом.

В России ведутся работы по созданию и освоению подобного рода устройств для сети 110 – 220 кВ.

3.6. Накопители электрической энергии

Накопители электрической энергии являются важнейшим элементом активно-адаптивных сетей. Накопители энергии выполняют ряд функций: выравнивание графиков нагрузки в сети (накопление электрической энергии в периоды наличия избыточной энергии и выдачу в сеть в периоды дефицита), повышение устойчивости нагрузки, обеспечение бесперебойного питания особо важных объектов, собственных нужд электростанций и подстанций, демпфирование колебаний мощности, стабилизация работы малоинерционных децентрализованных источников электрической энергии.

Накопители энергии делятся на электростатические и электромашинные. К первым относятся аккумуляторные батареи большой энергоёмкости (АББЭ), накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов, накопители энергии на основе низкотемпературных (охлаждение жидким гелием) сверхпроводников.

Все типы электростатических накопителей связываются с сетью через устройства силовой электроники – преобразователи тока или напряжения.

В настоящее время рядом зарубежных фирм начат выпуск и осуществляется довольно масштабное практическое применение АББЭ. Молекулярные накопители проходят стадию создания и испытания опытных образцов. Ожидаемое применение сверхпроводниковых накопителей 2015-2020гг.

К электромашинным накопителям электроэнергии относятся два вида комплексов:

- синхронные машины с преобразователями частоты в первичной цепи с маховиками на валу;
- асинхронизированные машины с маховиками на валу.

В настоящее время нет практических ограничений по созданию агрегатов первого типа мощностью до 30 – 40 МВт и второго типа мощностью до 800 МВт.

3.7. Сверхпроводящие силовые кабели

Сверхпроводящие кабели позволяют увеличить объем передаваемой энергии за счет увеличения токовой нагрузки. Так на базе доступных сегодня высокотемпературных сверхпроводящих материалов могут быть созданы кабели (ВТСПК) на передаваемую мощность 50 -100 МВА при напряжении 10кВ и 100 -200 МВА при напряжении 20 кВ.

Основные преимущества сверхпроводящих кабелей по сравнению с традиционными:

- Увеличение единичной передаваемой мощности в тех же габаритах.
- Повышение эффективности передачи в связи с малыми потерями энергии и повышение качества электроэнергии.
- Увеличение срока жизни кабеля.
- Увеличение критической длины кабеля.
- Экологическая чистота и пожаробезопасность.
- Возможность передачи большей мощности при пониженном напряжении.

Передаваемая мощность эксплуатируемых в настоящее время ВТСПК колеблется от 10 МВА до 675 МВА при классах напряжений 10-138 кВ. В России созданы и прошли испытания две кабельные трехфазные линии длинами 30 и 200 метров на напряжение 20 кВ и рабочий ток 1.5-2.5 кА.

В США, Японии, Европе и Ю. Корее рассматриваются проекты создания магистральных и распределительных ВТСП линий длинами в несколько километров.

При использовании ВТСП КЛ **постоянного тока** приобретает новое качество передачи, которая становится управляемым элементом сети, регулирующим потокораспределение, а также элементом, обладающим функцией токоограничения, что является особенно важным для энергосистем мегаполисов.

В России по инициативе ОАО «ФСК ЕЭС» в конце 2010 года начаты работы, целью которых является создание ВТСП кабельной линии постоянного тока на напряжение 20 кВ с током 2500 А с системой криогенного обеспечения, включая преобразователи, концевые и соединительные муфты. Пилотный проект подобной кабельной линии предполагается осуществить в одном из районов г. Санкт-Петербурга, где

остро стоит проблема повышения надежности электроснабжения в совокупности с решением проблемы ограничения токов к.з.

В Концепции предложены направления и предварительные места установки в ЕНЭС устройств инновационных технических средств различного типа для последующей детальной проектной проработки.

4. Технологии мониторинга и диагностики электрических сетей.

Цифровые подстанции ЕНЭС

Под «цифровой» подстанцией (ЦПС) понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК. При этом и первичное оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем (РЗ, ПА, ССПИ, АИИС КУЭ, РАС, ОМП и др.) функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными.

Непосредственными целями создания ЦПС являются:

- совершенствование мониторинга и управления электросетевым оборудованием ПС;
- повышение надежности работы и эффективности эксплуатации оборудования ПС путем развития и унификации основных информационно-технологических и управляющих систем (ИТС),
- переход к «необслуживаемым» подстанциям, т.е. к подстанциям без постоянного дежурства оперативного персонала.

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления ПС позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе:

- существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки;
- повысить помехоустойчивость вторичных цепей благодаря переходу на цифровую связь с использованием для передачи медных кабелей, а при больших расстояниях, больших скоростях и неблагоприятной электромагнитной обстановке – оптоволоконной среды;
- упростить и удешевить конструкцию микропроцессорных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов;
- унифицировать интерфейсы устройств, существенно упростить взаимозаменяемость этих устройств (в том числе разных производителей);
- унифицировать процессы проектирования, внедрения и эксплуатации подстанции.

Мониторинг и диагностика воздушных линий электропередачи

Системы и устройства диагностики и мониторинга состояния ВЛ предназначены для получения, сбора и обработки информации о техническом состоянии оборудования, что позволит прогнозировать не только объемы и сроки ремонтов, но и сроки службы оборудования, что в конечном счете вносит вклад в повышение надежности и безаварийности энергоснабжения потребителей.

Технологии мониторинга и диагностики ВЛ должны осуществлять автоматизированный сбор данных, передачу их по каналам связи (беспроводным, оптическим), обработку, анализ и выдачу информации на диспетчерские пункты о состоянии контролируемых параметров ВЛ.

В настоящее время для мониторинга и диагностики ВЛ используется:

- Воздушное лазерное сканирование, которое дистанционно позволяет получить пространственно-геометрическую информацию о реальных габаритах ВЛ с учетом рельефа местности, растительности и сооружениях расположенных по трассе ВЛ;
- Наземное лазерное сканирование, позволяющее дистанционно получить наиболее полную пространственно-геометрическую информацию на отдельно взятом участке ВЛ (пролета ВЛ);
- Мониторинг температуры нагрева проводов ВЛ с помощью установленных на проводах ВЛ датчиков температуры с последующей обработкой информации и получении габарита ВЛ в месте установки датчика;
- Мониторинг токовой нагрузки, скорости ветра, температуры, габарита ВЛ в точке установки, расположение (GPS) с помощью установленных на проводах ВЛ «Умных сфер»- многофункциональных устройств, имеющих видеокамеру, передающую информацию по WIFI.
- Мониторинг гололедной обстановки на ВЛ с помощью «Автоматизированной информационной системы контроля гололедной нагрузки» позволяющей иметь информацию о температуре окружающего воздуха, направлении и скорости ветра, влажности и толщине стенки гололеда на проводах и грозозащитных тросах и передавать информацию на диспетчерские пункты;
- Мониторинг грозовой активности вдоль трассы ВЛ с помощью многопунктовых систем грозопеленгации и др.

Мониторинг силовых трансформаторов

За последние годы в России и за рубежом отмечается тенденция развития системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов, которая направлена на повышение их эксплуатационной надежности.

В системе мониторинга силовых трансформаторов, кроме активной и реактивной мощности, а также токов и напряжения по фазам на всех сторонах

и положения РПН должны контролироваться: содержание влаги и концентрация газов в масле (водород, ацетилен, этилен, этан, метан, оксид и диоксид углерода), температура верхних слоев масла, а также температура на входе и выходе системы охлаждения и количество включенных вентиляторов.

Предусматривается непрерывный контроль состояния трансформаторов, выявление дефектов на ранней стадии их развития, в т.ч. с индикацией процессов, характеризующих предельное состояние трансформаторов, когда их дальнейшая эксплуатация невозможна из-за развития внутренних коротких замыканий в трансформаторах, что дает возможность своевременно отключить оборудование.

Обеспечивается выдача данных о контролируемых параметрах непосредственно в протоколе 61850 – 9.2.

Мониторинг и диагностика выключателей и КРУЭ

Важным направлением является разработка и внедрение КРУЭ, обеспечивающих интеграцию с цифровой системой управления и диагностики состояния оборудования подстанций.

КРУЭ для цифровых подстанций должны обеспечивать возможность переключения между режимами дистанционного и ручного управления, блокировку выключателей, разъединителей и заземлителей от неправильных операций, блокировку выключателей от срабатывания при недопустимом снижении давления элегаза или неполной готовности привода

Система мониторинга должна обеспечивать непрерывный контроль плотности элегаза во всех заполненных элегазом объемах и формировать предупредительные и аварийные сигналы при достижении пороговых значений.

Должен вестись контроль и учет выполненных коммутационных операций без тока и с током КЗ: количество операций с фиксацией времени срабатывания и скорости перемещения контактов коммутационных аппаратов при включении и отключении и подсчетом израсходованного и остаточного коммутационного ресурса выключателя. Кроме того, контролируется готовность привода аппаратов.

5. Система управления ИЭС ААС.

5.1. Единая автоматизированная система управления интегрирует средства и подсистемы автоматических и автоматизированных систем контроля и управления: АСДУ, РЗ, ПА, АРЧМ, АРН, АИИС КУЭ, АСУ ТП энергообъектов, систем связи.

Развиваемые системы технологического управления строятся как распределенные иерархические системы. Средства автоматизации, связи и вычислительной техники должны координировано функционировать на разных уровнях иерархии: на энергообъектах (электростанции, подстанции, ЛЭП, электрооборудовании потребителей с регулируемой нагрузкой) и в центрах управления (в структурах ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС»).

Роль устройств нижнего уровня иерархии управления играют объектные программно-технические средства систем (подсистем) сбора, обработки и передачи оперативной информации ССПИ и неоперативной телеметрической информации – ССПТИ в ЦУС ФСК ЕЭС и ДЦ Системного оператора. Кроме того, средствами АСУ ТП подстанций ЕНЭС, МРСК обеспечивается возможность непосредственного управления оборудованием объектов из удаленных центров управления основных функций.

Указанные системы осуществляют поддержку и обеспечивают автоматизацию основных функций оперативно-диспетчерского управления ДЦ СО ЕЭС оперативно-технологического управления, а также процессов управления функционированием и эксплуатацией сетей ЦУС, ФСК ЕЭС, МРСК и ГК.

Использование средств современных информационных технологий позволяет реализовать на каждом уровне управления систем автоматического и автоматизированного управления технологическими процессами совместное использование оперативной и ретроспективной информации, накапливаемой и используемой в каждой из систем. Это дает возможность учета ограничений, более адекватного прогноза состояния объекта управления, и, соответственно, повышения качества управления. При этом общими являются ограничения по надежности электроснабжения потребителей и её составляющих.

5.2. Интеллект ИЭС в значительной степени определяется системой управления.

Основой управления режимом ЭЭС и ЕЭС в целом является оперативно—диспетчерское управление, выполняемое персоналом СО, и оперативно-технологическое управление, выполняемое персоналом ФСК, МРСК и ГК, а также потребителей.

Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления, в среде которой действует оперативный персонал, поддерживает информационную модель объекта управления с системой удобного отображения состояния объекта, системой передачи и реализации управляющих воздействий (включая телеуправление); система включает программное обеспечение (ПО), автоматизирующее процессы принятия решения, ПО для анализа, планирования режимов, подготовки решений по настройке автоматических контуров управления и др.

Соответствующие средства достаточно развиты, в подразделениях СО есть ОИК, функционируют расчетные модели в реальном времени, которые

используются для определения текущих управляющих воздействий и для планирования режима.

Направление развития системы – поэтапное расширение круга задач, реализуемых в реальном времени и с небольшими интервалами упреждения, в т.ч. расчет режимов с контролем ограничений, в т.ч. при уточнении ограничений, с учетом динамических процессов; анализ режима с формированием рекомендаций («советы»), развитие аналитического ПО для возможности адаптивной настройки ПА и др. Автоматизация перечисленных задач существенно облегчает анализ текущей ситуации, предоставляя диспетчерскому персоналу информацию об имеющихся запасах надежности и ресурсах по управлению - для принятия, при необходимости, мер по устранению нарушений или их угрозы.

5.3. Система автоматического регулирования частоты и мощности регулирует частоту в ЕЭС (и синхронной зоне СНГ и Балтии в целом), а также перетоки мощности по связям.

Система выполняет функции первичного регулирования частоты и вторичного регулирования частоты и перетоков мощности, а также ограничения перетоков мощности. Первичное и вторичное регулирование частоты с целью обеспечения необходимого качества ее поддержания выполняется автоматически электростанциями (первичное – всеми, вторичное – выделенными ГЭС). При этом выделяется нормированное первичное регулирование, реализуемое блочными ТЭС, на которых размещается необходимый резерв мощности, и общее первичное регулирование, реализуемое всеми электростанциями. Вторичное (автоматическое) регулирование перетоков мощности, а также их ограничение с целью повышения надежности в основном выполняется выделенными ГЭС.

Основные направления развития системы:

- привлечение специальных средств регулирования – ПГУ, ГТУ, накопителей энергии, гидроагрегатов с переменной частотой вращения, обладающих высокой мобильностью, к регулированию как частоты, так и перетоков мощности,
- использование устройств FACTS для регулирования и ограничения перетоков мощности по отдельным связям.
- создание адаптивных регуляторов перетоков мощности.

5.4. Регулирование напряжения и реактивной мощности в настоящее время реализуется организационно-технической системой, которая обеспечивает поддержание напряжения по графику в контрольных пунктах (КП) и, в допустимых пределах, - во всех точках сети. Основа системы – локальные автоматические регуляторы электроустановок (генераторы, СК, СТК, трансформаторы). Они осуществляют первичное регулирование; основную роль играют генераторы.

Направление развития системы - повышение управляемости за счет использования устройств FACTS, создание систем группового управления возбуждением (ГУВ) на ТЭС и АЭС (сейчас ГУВ есть только на ГЭС), применение асинхронизированных турбо- и гидроагрегатов на ТЭС, ГЭС и АЭС, создание автоматических локальных и районных систем управления напряжением и реактивной мощностью с центральным регулятором (для определенной зоны управления).

5.5. Противоаварийное управление выполняется специальными автоматическими системами (РЗ и ПА), другими (всережимными) контурами автоматического управления (например, АРВ генераторов, регулирование частоты вращения турбин), а также персоналом, который играет основную роль при восстановлении допустимого режима ЭЭС после нарушения.

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

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

- уровень ЕЭС России (Единой энергетической системы России) – КСПА¹;
- уровень операционной зоны филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ – ЦСПА²;
- уровень объектов электроэнергетики – ЛАПНУ³.

Автоматики ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования должны выполняться в виде локальных ПА.

Основные направления совершенствования противоаварийного управления:

- Расширение области применения развитых моделей реального времени, используемых для определения управляющих воздействий в системе АПНУ;
- Повышение адаптивности, снижение избыточности действий;
- Развитие координирующих уровней управления;
- Совершенствование информационного обеспечения, в частности, с использованием технологии СМПР (WAMS);

¹ координирующая система противоаварийной автоматики

² централизованная система противоаварийной автоматики

³ локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости

- Использование новых средств управления режимом (в т. ч. устройств FACTS);
- Развитие функции автоматического восстановления нормального режима после нарушения с созданием специальных автоматизированных систем локализации и ликвидации аварийной ситуации, обеспечивающих восстановление рабочего состояния, - при большом весе целенаправленных автоматических операций, координируемых районным уровнем управления;
- В перспективе - создание глобальной иерархической системы стабилизации режима при малых и больших возмущениях, автоматизация восстановления рабочего состояния энергосистемы после нарушений, при использовании, кроме дискретных воздействий, также быстродействующих средств управления режимом непрерывного типа и, соответственно, непрерывных (всережимных) адаптивных систем управления с обратной связью.

5.6. Основные направления работ по развитию автоматической системы управления режимом в целом:

- Создание систем верификации моделей энергосистем с использованием данных СМНР. Создание цифровых сетевых моделирующих платформ реального времени;
- Создание информационных комплексов на базе современных технологий, осуществляющих высокоточное определение и сбор синхронизированных режимных параметров в узлах сети в режиме реального времени и интеграцию полученных данных в единое информационное пространство на базе общих информационных моделей (СИМ-моделей).
- Создание централизованных систем автоматического управления мощностью генерирующего оборудования;
- Создание систем распределенного расчета режимов энергосистем с использованием многоуровневых моделей — на основе сетевых технологий (GRID-технологий);
- Разработка алгоритмов выявления предаварийных состояний энергосистем на основе методов оценивания состояний и параметрической идентификации.

5.7. Создание инфраструктуры технологического управления режимами и эксплуатацией оборудования должно предусматривать разработку интегрированной информационно-управляющей системы нового поколения, работающей в рамках единой информационной модели на основе стандартизованных протоколов и интерфейсов взаимодействия и осуществляющей глобальный мониторинг и контроль функционирования всех

секторов ЕЭС: производства, транспортировки, сбыта и потребления электроэнергии, обеспечивая требуемое качество и надежность по всем ЭЭС всех уровней.

Стратегическим направлением является расширение области применения автоматического управления режимом с уменьшением доли человеческого субъективизма и интеллектуализация этого управления.

Основные типы адаптивных стратегий управления, перспективные с точки зрения применения в электроэнергетике:

- адаптивное многосвязное оптимальное управление с эталонной моделью,
- оптимальное адаптивное управление с прогнозирующей моделью,
- адаптивные системы с идентификатором,
- адаптивные интеллектуальные системы идентификации,
- обучаемые нейронные сети.

Наиболее эффективными и гибкими системами управления являются системы, имеющие распределенную многопроцессорную архитектуру программных и аппаратных средств. Распределенная структура обеспечивает действенность системы, возможность ее расширения, модернизации ее программных и аппаратных средств без потери эксплуатационных свойств системы.

Одним из многообещающих направлений исследований по созданию самовосстанавливающихся энергетических систем является разработка мультиагентных интеллектуальных систем управления для разных уровней управления на основе теории группового управления.

Применение средств искусственного интеллекта расширяет потенциальные возможности систем управления, позволяя реализовать управление объектами с неизвестной математической моделью объекта, повысить их эффективность за счет включения в них процедур распознавания образов, планирования действий и накопления знаний.

Системы управления, использующие алгоритмы обучения, в частности, основанные на нейронных сетях, которые образуют первый уровень интеллектуального управления, применимы для решения большого числа задач, где используются опыт, накопленный в процессе обучения сети.

5.8. Интеллектуальное управление может быть использовано в ЭЭС для выполнения следующих функций:

- Диагностика неисправностей и уведомление в реальном времени
- Локализация неисправности оборудования в энергосистеме
- Автоматическая реконфигурация сети при КЗ
- Распределенная когенерация с использованием сетевых технологий
- Мониторинг состояния энергосистемы по его предыстории из базы знаний в реальном времени
- Мониторинг запаса статической устойчивости в реальном времени

- Распределенные технологии моделирования, оптимизации и управления на основе вычислительных GRID –сетей
- Ситуационное ассоциативное управление режимом с использованием предыстории состояния энергосистемы
- Интеллектуальные системы управления спросом на основе МАС технологий и др.

5.9. Информационное обеспечение

Информационная система, обеспечивающая работу диспетчерского управления ЭЭС России, строится на оперативно-информационных комплексах (ОИК), включающих: устройства телеизмерения параметров режима ЭЭС, сбора и агрегирования информации, каналы связи, базы данных, системы оперативного отображения параметров режима, программного обеспечения, обрабатывающего результаты телеизмерений и формирующего задания для объектов диспетчерского управления, электронные журналы – средства регистрации событий и диспетчерских команд в ЭЭС.

Неполнота и ошибочность информации о состоянии энергосистемы устраняются с помощью специальной математической процедуры – оценивания состояния ЭЭС. Результатом ОС является расчет установившегося режима (текущего состояния) ЭЭС на основе измерений параметров режима и данных о состоянии топологии схемы. Результаты ОС служат исходными данными для многих задач оперативного управления, решение которых помогает управлять режимами ЭЭС.

Одним из важных направлений развития информационной системы является использование распределенных средств синхронизированных векторных измерений (СВИ) напряжения, тока, мощности и частоты для решения задач мониторинга (WAMS -Wide Area Measurement Systems), защиты (WAPS - Wide Area Protection Systems) и управления (WACS Wide Area Control Systems). Построение и внедрение СВИ является существенным дополнением и усовершенствованием текущего контроля режима энергосистемы, осуществляемого средствами телеизмерений.

Коммуникационные интерфейсы. В рамках ИЭС ААС предусматривается построение единого информационного пространства, базирующегося на современных информационных и коммуникационных технологиях. Существующие на данный момент технологии передачи данных позволяют обеспечить практически любой требуемый интерфейс в части скорости и дальности передачи данных.

Наиболее соответствующим задачам ИЭС ААС является TCP/IP профиль, он широко распространен и допускает функционирование практически поверх любого физического канала.

В Концепции формулируются требования, которые позволяют унифицировать коммуникационные интерфейсы объектов и субъектов ИЭС

ААС и, в то же время, обеспечить доступ к коммуникационной сети объекта независимо от его территориального расположения за счет использования инфраструктуры операторов.

Информационные интерфейсы. Информационные интерфейсы элементов ИЭС ААС строятся на базе следующих положений:

- использование открытых международных стандартов IEC;
- унификация используемых информационных протоколов;
- единство информационного представления;
- самоидентификация.

Использование открытых международных стандартов IEC позволяет обеспечить необходимый уровень стандартизации и открытости системы. Унификация используемых информационных протоколов позволяет упростить систему и уменьшить количество этапов обработки информации.

Единство информационного представления предусматривает унификацию формы представления сервисов и свойств информационных объектов (объекты одного типа имеют определенный набор свойств, характерный всем устройствам данного типа независимо от производителя и особых свойств каждого объекта). Частным случаем данного подхода является концепция логических узлов в серии стандартов IEC 61850.

Единство представления информации, связанной с расчетами режимов, обеспечивается использованием СИМ-моделей (Common Information Model, IEC 61790, IEC 61968).

Информационные интерфейсы ИЭС ААС условно разделены на следующие категории:

Наименование интерфейса	Типовые элементы ИЭС ААС, обладающие данным интерфейсом	Информационный протокол, на базе которого построен информационный интерфейс
Объект технологического управления	Подстанция (генератор, распредел. сеть, крупный потребитель); FACTS устройство	Сервер IEC 61850-90-1; Сервер IEC 62445-2; Сервер IEC 61850-90-5; Сервер МЭК 60870-5-104
Субъект технологического управления	Диспетчерский центр; Центр мониторинга	Клиент IEC 61850-90-1; Клиент IEC 62445-2; Клиент IEC 61850-90-5; Клиент МЭК 60870-5-104

Наименование интерфейса	Типовые элементы ИЭС ААС, обладающие данным интерфейсом	Информационный протокол, на базе которого построен информационный интерфейс
Объект операционной деятельности	Информационные порталы, обеспечивающие финансовую, коммерческую и административно-хозяйственную деятельность субъектов ИЭС ААС	WEB сервисы (IEC 62541).
Субъект операционной деятельности	Организации, задействованные в ИЭС ААС; Малые генераторы (включая DER) и потребители электроэнергии	WEB клиент (IEC 62541).

5.10. Информационная безопасность

Повышение общего уровня информатизации энергетической сферы приводит к повышению риска возникновения ущерба (технического и экономического) от противоправных действий. Следует отметить, что информационная безопасность энергетической отрасли на данный момент оценивается как достаточно низкая и потенциально опасная (в мировой практике уже отмечены аварии, вызванные противоправными действиями информационного характера). Поэтому обеспечение информационной безопасности (кибербезопасности) ИЭС ААС следует считать приоритетной задачей на протяжении всего жизненного цикла ИЭС ААС.

В рамках системы информационной безопасности (ИБ) должна быть учтена такая специфика ИЭС ААС, как работа в непрерывном активном режиме, приоритет задачи сохранения функциональности системы над задачей сохранения ее информационной безопасности.

Концепция информационной безопасности должна учитывать положения стандартов, разработанных группой IEC TC57: IEC 61850, IEC60870, IEC 62351 в части безопасности коммуникационных протоколов, а также требования стандарта INL Cyber Security Procurement Language 2008 и серии стандартов ISO/IEC 27000 в части общих принципов обеспечения безопасности цифровых систем управления.

Система обеспечения информационной безопасности ИЭС ААС реализуется в виде интегрированной информационной технологии, объединяющей оптимальным образом аппаратные, программные и организационные методы обеспечения ИБ, включая:

- барьерные методы (физическое ограничение доступа, разграничение прав пользователей, пароли, роли);
- традиционные средства (антивирусы и брэндмауэры);
- сбалансированное применение открытых и закрытых стандартов информационной безопасности;
- применение двухстороннего шифрования с открытым ключом на уровне коммуникационного протокола (транспортный уровень);
- электронные цифровые подписи (ЭЦП) и системы соответствующих удостоверяющих центров;
- экспертные средства на основе активного аудита.

В рамках работ по ИЭС ААС необходимо разработать взвешенную политику обеспечения информационной безопасности с учетом положений ИЕС 62351-8.

6. Принципы развития систем управления спросом крупных потребителей электроэнергии

Применительно к **нормальным режимам** работы энергосистемы задачи управления объемами и режимами электропотребления нацелены на снижение пиковой нагрузки с перераспределением ее части на другие часы и соответствующее изменение конфигурации (как правило - уплотнение) суточных графиков нагрузки потребителей. При этом выполняется системное обоснование эффективности мер по управлению спросом у отдельных потребителей (потребителей-регуляторов) через сопоставление:

- дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат на стороне потребителя, необходимых для изменения существующего производственного цикла и его поддержания;
- экономии капитальных затрат в энергосистеме (у энергокомпании) за счет снижения необходимых вводов генерирующих и сетевых мощностей для обеспечения максимума нагрузки и эксплуатационных затрат – за счет более равномерного графика нагрузки.

Традиционно экономическими инструментами для решения задач по управлению спросом являются дифференцированные тарифы электроэнергии,

прежде всего - в суточном и сезонном разрезе. При этом стоимостные параметры ожидаемых системных эффектов сопоставляются с объемами упущенной выручки энергокомпании из-за снижения спроса.

Задачи управления спросом для **аварийных режимов** (включая послеаварийные и ремонтные) работы энергосистемы предполагают создание у потребителя возможностей для централизованного (в т.ч. автоматического) ограничения или отключения части его нагрузок в ситуациях аварийных или плановых снижений генерирующей мощности энергосистемы или пропускной способности электрических сетей из-за отказов или плановых ремонтов отдельных элементов. Для управления нагрузками в аварийных режимах используются средства противоаварийной автоматики.

Величина и состав нагрузок, заводимых под аварийное управление, а также графики аварийного ограничения режима потребления определяются с учетом технологических особенностей конкретного потребителя, в том числе минимально необходимого уровня энергоснабжения (технологическая и аварийная броня), предельно допустимых перерывов энергоснабжения для различных производственных процессов.

7. Интеллектуальные микросети

Технологии ИЭС ААС позволяют воплотить радикально новые концепции, к которым, в частности, относятся микросети.

Микросети в общем виде определяются как сети низкого напряжения с источниками распределенной генерации, накопителями энергии и контролируемой нагрузкой (напр., обогревателями и кондиционерами). Важным свойством микросетей является то, что, несмотря на функционирование в рамках распределительной системы, они могут автоматически переводиться в изолированное состояние в случае аварий в сети и восстанавливать синхронизацию с сетью после устранения аварии с поддержанием требуемого качества электрической энергии.

В будущем предполагается, что функционирование энергосистемы будет осуществляться путем тесного взаимодействия между централизованными и распределенными децентрализованными генерирующими мощностями. Управление распределенными генераторами может быть собрано в единое целое, образуя **микросети (*microgrid*)** или «виртуальные» электростанции, интегрированные как в сеть, так и в рынок электроэнергии и мощности, что будет способствовать повышению роли потребителя в управлении энергосистемой.

Микросети будут являться частью национальной энергетической системы: они связаны с региональными сетями, и через них – с национальной электрической сетью. Электроэнергия от микросетей будет направляться к

потребителям и обратно в региональную сеть в зависимости от условий спроса и предложения. Мониторинг и регулирование в режиме реального времени обеспечит информационный обмен и позволит мгновенно обрабатывать все поставки на национальном уровне. Потребители в этом случае будут иметь возможность корректировки поставки электричества в соответствии со своими потребностями.

Будучи автономными или подключенными к национальной энергетической сети, микросети могут размещаться в непосредственной близости от потребителей (небольших городов, деревень, заводов) и производить электроэнергию «на месте», существенно снижая потери при передаче по проводам и повышая, таким образом, КПД (приложение 1).

Smart-микросети позволяют эффективно покрывать растущий потребительский спрос за счет роста поступлений электроэнергии от возобновляемых источников энергии. В микросети энергетические ресурсы не могут быть полностью «распланированы», интеллектуальные системы сочетаются с коммуникационной инфраструктурой, чтобы обеспечить контроль на стороне спроса, и посредством него – баланс между спросом и предложением. Принцип микросети может найти намного более широкое применение, чем только для географических островов.

8. Экономические, технологические и социальные эффекты, ожидаемые при развитии интеллектуальной энергетики

8.1. Основные эффекты

Проектирование и последующая реализация интеллектуальной энергетической системы невозможны без развернутого технико-экономического обоснования, в основе которого лежит, с одной стороны, анализ ожидаемых эффектов разного типа, с другой — оценка затрат на внедрение новых технических средств и систем управления, сопутствующих информационных и коммуникационных технологий.

Наиболее комплексная методическая проработка подходов к анализу и стоимостной оценке эффектов, ожидаемых от интеллектуальной энергетики в отрасли, обществе и экономике в целом, ведется в Electric Power Research Institute (EPRI) — основном американском центре исследований в области экономики энергетики. В последние годы специалистами EPRI была проведена систематизация разного рода эффектов при реализации конкретных пилотных проектов Smart Grid.

Интеллектуальная энергетика справедливо рассматривается как целостная технологическая платформа, отвечающая энергетическим нуждам инновационной экономики XXI века, запросам постиндустриального общества, требованиям устойчивого развития (sustainable development). Поэтому все большую актуальность (и политическую значимость) приобретает оценка так называемых внешних, экстерналий, эффектов Smart Grid. Эти эффекты демонстрируют, в какой мере создание ИЭС ААС соответствует социальному запросу общества и экономики к новым

стандартам энергоснабжения. В качестве наиболее значимых эффектов можно выделить:

- снижение экологической нагрузки;
- инновационный импульс для экономики;
- повышение энергетической безопасности путем повышения надежности энергоснабжения потребителей за счет автоматизации управления сетями, развития источников распределенной генерации и аккумулирования электроэнергии, микросетей, создающих возможности для оперативного перехода потребителей к автономному энергоснабжению в случае системных аварий;
- улучшение условий для экономической интеграции и конкуренции посредством управления режимами сетей, пропускными способностями и потоками мощности, внедрения интеллектуальных систем учета электроэнергии, перехода к динамическому ценообразованию и активному взаимодействию потребителей с энергосистемой;
- повышение производительности и безопасности труда за счет внедрения автоматизированных систем удаленного контроля и управления.

Практически все экстерналильные эффекты могут быть оценены количественно, однако их последующая корректная стоимостная оценка возможна не всегда. Кроме того, существующие в настоящее время подходы дают чрезвычайно широкий диапазон неопределенности. Поэтому в рамках технико-экономического обоснования создания интеллектуальной энергосистемы целесообразно в качестве основных рассматривать прямые экономические эффекты, используя экспертные оценки экстерналильных эффектов как дополняющие (либо ограничивающие) условия.

8.2. Прогнозные оценки изменений балансовых условий в ЕЭС России при развитии интеллектуальной энергетики

Создание ИЭС ААС будет сопровождаться рядом общесистемных эффектов, имеющих значительное влияние на балансовую ситуацию в ЕЭС России. Основные их типы связаны с переходом к новому качеству управления в энергосистеме:

- эффекты управления спросом обеспечивают изменение режимов электропотребления, снижение максимума и уплотнение графика нагрузки в энергосистеме, а в ряде случаев сопровождаются и общим снижением уровня электропотребления;
- эффекты управления потерями при передаче и распределении электроэнергии формируются за счет сокращения ненагрузочных потерь при внедрении новых типов проводов и силового оборудования и уменьшения нагрузочных потерь при переходе к интеллектуальному

качеству управления режимами сети, а также вследствие изменения режимов электропотребления при реализации эффектов управления спросом;

- эффекты управления пропускными способностями линий в основной и распределительной сети обеспечивают увеличение допустимых потоков мощности за счет внедрения технологий гибких передач, новых систем автоматизированного мониторинга статической устойчивости сети и др.
- эффекты управления генерацией позволяют добиться рационального использования крупной и распределенной генерации. Одним из важных эффектов в этой сфере является интеграция в энергосистему больших объемов распределенной генерации и повышение управляемости потоками электроэнергии, производимой на электростанциях с нерегулярными режимами выработки энергии (ветровых, солнечных и др.);
- эффекты управления надежностью и качеством энергоснабжения обеспечивают снижение частоты и продолжительности аварийных ситуаций, служащих причиной прямого недоотпуска электроэнергии потребителям или ненадлежащего качества поставки. При этом, как следствие, снижаются прямые экономические потери потребителей из-за упущенной финансовой выгоды, порчи сырья, оборудования, расходных материалов и пр.

Для предварительной оценки возможных системных эффектов в ЕЭС России при создании интеллектуальной электроэнергетики были использованы данные по результатам пилотных проектов и более комплексным программам развития Smart Grid, реализация которых начата в различных странах. Следует отметить, что по многим причинам сохраняется крайне высокая неопределенность ожидаемых эффектов от внедрения элементов Smart Grid. Тем не менее представленные ниже обобщения целевых установок или первых результатов позволяют уточнить ранее приведенные диапазоны возможных эффектов в ЕЭС России. Итоговые параметры изменения балансовых условий приведены в табл. 8.1. Они отражают средние и нижние показатели рассмотренных пилотных проектов. Параметры для 2020 г. предполагают реализацию проекта ИЭС ААС в объеме 25% от показателей 2030 г.

Таблица 8.1. Параметры изменения балансовых условий, принятые для оценки эффектов развития интеллектуальной энергетики в ЕЭС России, %

Условие	Пилотные проекты Smart Grid	Целевые показатели интеллектуальной энергосистемы в ЕЭС России	
		2020 г.	2030 г.

Снижение прогнозного максимума нагрузки	10—20	2,5	10
Снижение конечного электропотребления	5—15	2	8
Снижение потерь в сетях (относительно отчетного уровня)	20—50	7,5	30
Снижение необходимых резервов мощности в генерации (относительно отчетного уровня)	20—30	5	20
Увеличение пропускных способностей межсистемных связей	5—10	2,5	10

Совместное влияние данных эффектов количественно отражается на балансовой ситуации в ЕЭС России через изменение потребности в электроэнергии и установленной мощности.

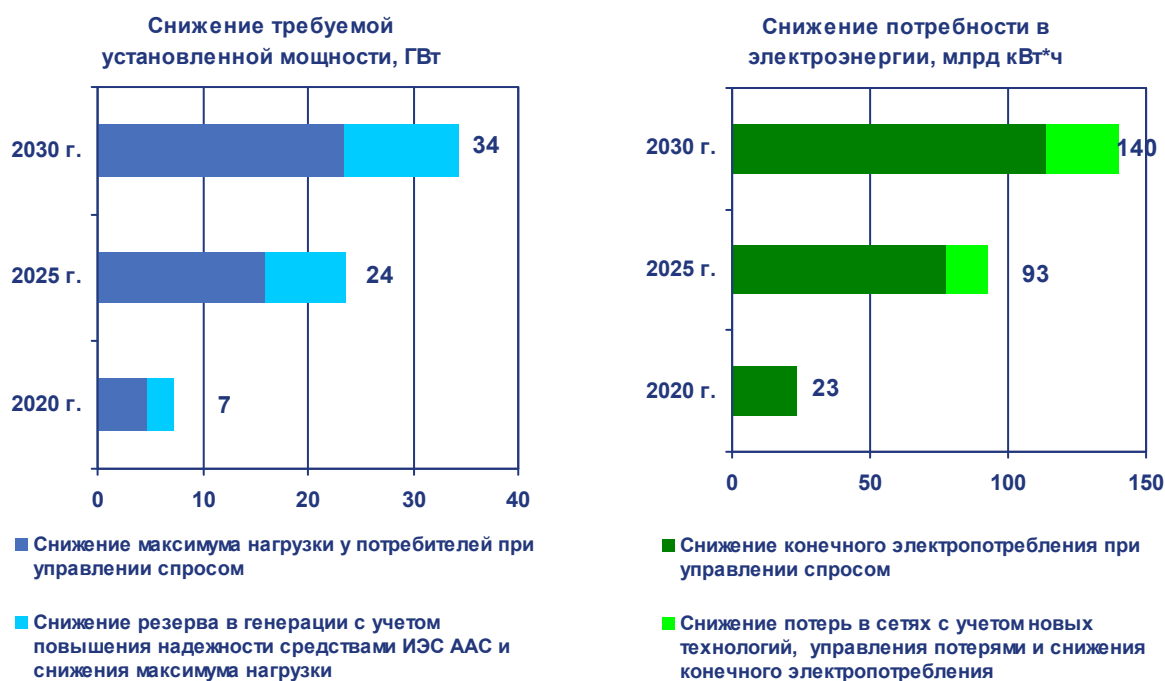


Рис. 8.1. Количественная оценка

нея балансовых условий в ЕЭС России к 2030 г. при развитии интеллектуальной энергетики

Совместное влияние технологических эффектов на балансовые условия приводит к их взаимному усилению (синергии). В результате изменения потребности в электроэнергии и установленной мощности электростанций оказываются больше, чем рассчитанные в виде простой суммы эффектов. Оценки, сделанные для исходных балансовых условий базового варианта

Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, показывают, что реализация к 2030 г. основных мероприятий по созданию интеллектуальной энергетики в России позволит снизить потребность в установленной мощности более чем на 10% (на 34 ГВт) и электропотребление почти на 9% (140 млрд кВт·ч). При этом относительный уровень потерь в сетях последовательно снизится на 30% — с 12 до 10 % в 2020 г. и до 8% в 2030 г.

8.3. Стоимостные оценки затрат и эффектов при развитии интеллектуальной энергетики в ЕЭС России

На основе ожидаемых изменений балансовых условий в ЕЭС России могут быть получены интегральные экономические оценки эффектов от развития интеллектуальной энергетики (табл. 8.2).

Результаты моделирования развития ЕЭС России на период до 2030 г. с учетом перехода к ИЭС ААС выполнены в ИНЭИ РАН на основе переноса американского опыта оценки эффективности Smart Grid (EPRI, США).

Табл. 8.2. Итоговые экономические эффекты при развитии интеллектуальной энергетики в ЕЭС России⁴

	До 2020 г.	2021— 2025 гг.	2026— 2030 гг.	Всего 2015— 2030 гг.
Снижение потребности в генерирующей мощности, ГВт	7,8	15,3	11,0	34,1
Экономия топлива на ТЭС за счет снижения необходимой выработки и оптимизации режимов, млн т.у.т., всего	4,7	44,1	124,8	173,6
- в т.ч.				
<i>Газомазут</i>				
<i>Уголь</i>				
<i>Прочие</i>				
Снижение эмиссии парниковых газов, млн т СО ₂ за счет снижения расхода топлива	8,4	75,6	213,6	297,6
Экономические эффекты, млрд руб.	716	1172	1560	3448
Экономия капиталовложений в отрасли за счет масштабов необходимого прироста мощностей, млрд рублей 2010 г., в т.ч.:				
<i>Электростанции</i>	612	671	451	1734
<i>сетевая инфраструктура для выдачи</i>	70	73	76	219

⁴ По оценке ОАО «СО ЕЭС», данные эффекты являются завышенными.

<i>мощности и усиления межсистемных связей</i>				
Снижение условно-постоянных затрат	17	190	353	560
Снижение топливных затрат	12	192	552	756
Экономия платы за эмиссию парниковых газов, млрд рублей 2010 г.	5	46	128	179

Примечание: стоимостные оценки приведены в рублях 2010 г.

Оценки показывают, что переход к инновационному варианту развития ЕЭС России на базе интеллектуальной энергетики будет сопровождаться существенным снижением вводов новых электростанций и связанных с ним сетевых объектов для выдачи мощности. Снижение капиталовложений является наиболее значимым системным экономическим эффектом, и до 2030 г. их объем может снизиться почти на 2 трлн руб.

Вторым наиболее крупным эффектом является снижение топливных затрат электростанций на 750 млрд руб. Снижение условно-постоянных затрат в электроэнергетике при меньших объемах вводов оценивается в период до 2030 г. на уровне 560 млрд. руб. Дополнительный эффект может быть достигнут с учетом экономической стоимости выбросов парниковых газов: даже при сравнительно невысокой цене 600 руб./т CO₂ (эквивалентно 20 долл./т) экономия за счет снижения платы за эмиссию составит 180 млрд руб.

Таким образом, суммарный экономический эффект при развитии интеллектуальной энергетики в ЕЭС России до 2030 г. может составить около 3,5 трлн руб. Однако его величина должна быть сопоставлена с инвестициями, которые необходимо затратить на массовое внедрение новых технологических средств и систем управления у потребителей, в распределительном комплексе, ЕНЭС, генерации, в контурах технологической и коммерческой диспетчеризации.

Поскольку системные проектные решения по развитию интеллектуальной энергетики в ЕЭС России в настоящее время отсутствуют, предварительная оценка инвестиций может быть выполнена методом аналогов (табл. 3). За основу приняты типовые показатели затрат на устройства и системы интеллектуального управления, применяемые для проекта интеллектуализации национальной энергосистемы США, выполненного EPRI в 2011 г.

С учетом масштаба и технологических особенностей ЕЭС России предварительная потребность в капиталовложениях на развитие интеллектуальной энергетики на базе глубокой модернизации существующей инфраструктуры ЕНЭС и распределительной сети, энергетического хозяйства потребителей электроэнергии, а также систем диспетчерского управления может составить в период до 2030 г. 2,4—3,2 трлн руб.

Табл. 8.3. Суммарные капиталовложения на развитие интеллектуальной энергетики в США и России

Подсистема	Капиталовложения	
	min	max
Создание интеллектуальной энергосистемы в США — всего, млрд долл.	340	475
В том числе: магистральные линии и ПС	82	90
распределительная сеть	235	340
потребители	23	45
Создание интеллектуальной энергосистемы в России: млрд долл. 2010 г. трлн руб.	78	106
	2,4	3,2
<i>Капиталовложения согласно Генсхеме, трлн руб.</i>	<i>21,7</i>	<i>21,7</i>

Сопоставление недисконтированных значений экономических эффектов и необходимых затрат на создание ИЭС ААС (рис. 2) показывает, что уже к 2030 г. экономические выгоды от реализации проекта интеллектуальной энергетики в масштабе ЕЭС России окажутся сопоставимыми с необходимыми капиталовложениями. Даже при пессимистической оценке капиталовложения на интеллектуализацию ЕЭС России будут полностью компенсированы полученными эффектами, а при более низкой оценке стоимости реализации программы ИЭС ААС эффекты превысят капитальные затраты почти на 1 трлн руб. При этом значение чистого эффекта после 2030 г. будет дополнительно прирастать примерно на 1 трлн руб. за пятилетие в период последствия принятых ранее инвестиционных решений по развитию интеллектуальной энергетики.

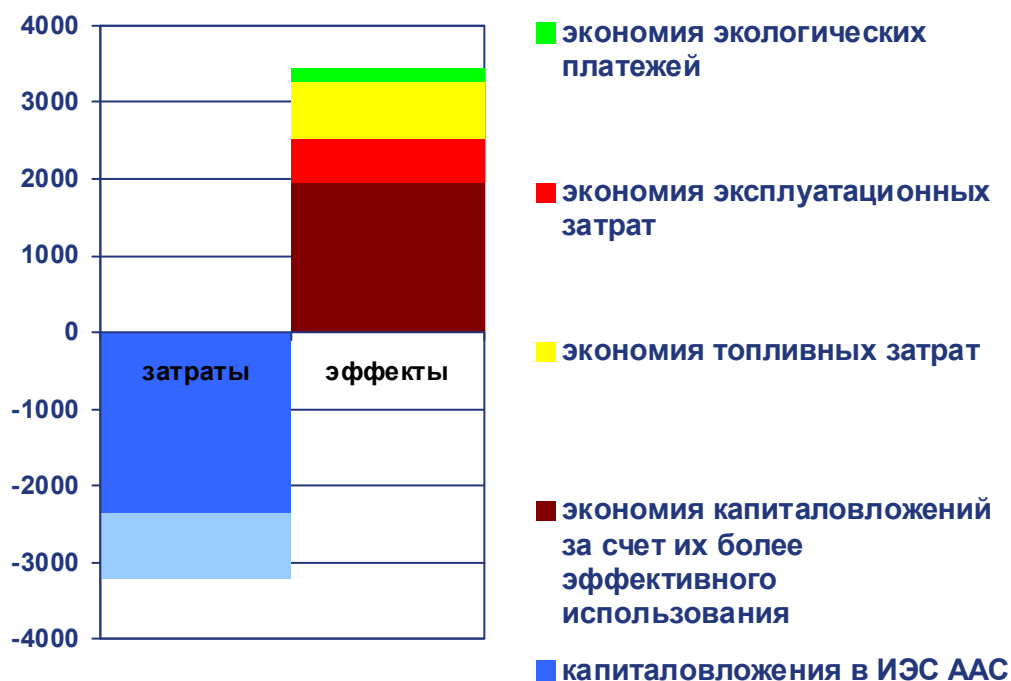


Рис. 8.2. Характеристика затрат и эффектов создания ИЭС ААС в электроэнергетике России до 2030 г., млрд руб.

Полученные экономические оценки показывают потенциальную привлекательность и эффективность вложений в «интеллектуализацию» ЕЭС России и необходимость перехода от стадии поисковых исследований к интенсивной концептуальной проработке и практическому проектированию новой электроэнергетики России, выбору рациональных технических решений, обоснованию оптимальных подходов к системе интеллектуального управления энергосистемой. При этом принципиально важно не допустить, чтобы задача создания интеллектуальной электроэнергетики ставилась и решалась исключительно как совокупность нескоординированных по срокам и техническим решениям инновационных программ отдельных энергокомпаний и потребителей, ориентированных на достижение частных корпоративных эффектов от внедрения отдельных элементов новой энергетики. Только в случае действительно системного подхода к проектированию и созданию национальной интеллектуальной энергосистемы у России появится шанс на подлинно инновационное, а не догоняющее развитие электроэнергетики.

9. Дорожная карта реализации концепции ИЭС ААС в России

Дорожная карта реализации концепции ИЭС ААС разработана с целью выявления и систематизации технологий и научных исследований, направленных на внедрение и развитие интеллектуальной энергетики в России. Данный документ обобщает мнение экспертного сообщества о важнейших технологиях, относящихся к интеллектуальной энергетике, уровне

их развития в мире, а также привязывает его к проектам программы инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС». Дорожная карта также описывает эффекты от внедрения тех или иных технологических компонентов, обобщает информацию об участниках.

С точки зрения управленческих решений дорожная карта будет использоваться ОАО «ФСК ЕЭС» как инструмент для ориентирования и организации деятельности других участников процесса реализации ИЭС ААС в России и формирования инвестиционных проектов.

Дорожная карта представляет собой набор трех связанных документов:

1. **Дорожная карта реализации концепции ИЭС ААС** – представляет этапы реализации концепции на период с 2011 до 2020 (2025) гг.
2. **Дорожная карта развития технологий ИЭС ААС** содержит обобщающую информацию о пяти технологических компонентах ИЭС ААС, а также развитии нормативно-методической базы ИЭС ААС.
3. **Карты технологических компонентов ИЭС ААС** дают более детальную информацию об указанных технологических компонентах ИЭС ААС, их отражении в программе инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС».

В приложении №3 даны слайды, комплексно отображающие информацию о дорожной карте реализации концепции ИЭС ААС.

10. Пилотные проекты

В рамках создания ИЭС ААС отрабатываются отдельные пилотные проекты, часть из которых приведена ниже, а также в Приложении 4.

10.1. Московская энергосистема

Переход к интеллектуальной энергосистеме, управляемым электрическим сетям, сопровождающийся внедрением инновационных технологий как в силовой части энергосистемы, так и в системах технологического управления позволяет решить многие из указанных проблем энергосистем мегаполисов. При этом в таких системах могут быть эффективны практически все рассматриваемые технологии:

- создание и применение глубоких вводов на основе газоизолированных линий и компактных подземных элегазовых подстанций,
- применение кабелей постоянного тока,
- применение в дальнейшем кабельных линий переменного и постоянного тока на базе высокотемпературных сверхпроводников,
- оснащение ответственных потребителей и подстанций накопителями электроэнергии,
- переход на современные цифровые подстанции,
- широкое внедрение систем диагностики оборудования,

- применение ситуационного управления нагрузкой для повышения энергоэффективности,
- развитие распределенной генерации,
- оснащение электрической сети энергосистемы устройствами FACTS,
- создание системы мониторинга режимов работы сети и энергосистемы в целом,
- интеллектуализация локальных комплексов и устройств ПА,
- переход на современные информационные технологии и технические средства в системах контроля и управления.

В целом речь идет о поэтапном переходе на современные технологии генерации, передачи и распределения энергии, а также контроля и управления этими процессами.

10.2. ОЭС Северо-Запада

Для ОЭС Северо-Запада на текущем этапе развития и на период до 2020 г. определены следующие пилотные проекты:

1. Карельская энергосистема - сооружение 2-й ВЛ 330 кВ Лоухи – Путкинская – Ондская – Петрозаводск – Тихвин для обеспечения резервирования и повышение качества электроэнергии в условиях длинного транзита с реализацией проекта интеллектуальной сети для обеспечения надежного электроснабжения.

Технологии ААС на ПС 330 кВ Лоухи, Путкинская, Ондская, Петрозаводск, Тихвин и ЛЭП 330 кВ.

2. Энергосистема Республики Коми и Архангельская энергосистема. 2-ая ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта – Микунь для повышения уровня надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

Технологии ААС на ПС 220 кВ, Ухта, Микунь и ОРУ 220 кВ Печорской ГРЭС, а также на ЛЭП 220 кВ

Применяемые технологии:

- элементы цифровой ПС,
- системы мониторинга и диагностики оборудования,
- управляемые сетевые устройства: СТК (СТАТКОМ), АББМ для с.н.,
- устройства синхронизированных измерений (PMU) для WACS/WAPS технологии, в т.ч. с использованием для ПА,
- высокотемпературные провода,
- изоляционные подвески,
- система мониторинга состояния ВЛ.

3. Электрические сети г. Санкт-Петербурга «Большое кольцо»
Сооружение воздушно-кабельной ППТ ЛАЭС-2 - Выборг 330 кВ мощностью 1000 МВт с реконструкцией ПС Выборгская, при использовании тех же технологий и, дополнительно, устройства КВПУ 500 МВт;

4. Электрические сети г. Санкт-Петербурга «Малое кольцо». С целью снижения токовой загрузки и резервирования существующих линий электропередачи планируется:

- сооружение ВТСП КЛ постоянного тока 10 кВ на одном из выбранных объектов.

10.3. ОЭС Востока

1. В настоящее время ОЭС Востока работает изолированно, протяженные электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока по двум электропередам 220 кВ, идущим вдоль Транссиба и БАМа, работают в разомкнутом режиме.

Принято решение о присоединении ОЭС Востока к ЕЭС России на постоянном токе. Выполнено ТЭО такой связи на напряжении 220 кВ на основе Забайкальского преобразовательного комплекса (ЗБК) на ПС 220 кВ Могоча (в состоянии строительства) Читинской энергосистемы ОЭС Сибири и на ПС 220 кВ Хани (в перспективе) ОЭС Востока. Этот комплекс должен обеспечить параллельную несинхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока по существующим сетям 220 кВ, идущим вдоль Транссиба.

Объединение энергосистем обеспечит:

- снижение вероятности перерывов электроснабжения тяговых подстанций Забайкальской железной дороги на участке Холбон – Могоча – Сквородино;
- возможность оперативного обмена аварийным резервом мощности между ОЭС Сибири и ОЭС Востока;
- повышение стабильности и качества напряжения в зоне влияния ЗБК;

более полное использование пропускной способности существующей электрической сети 220 кВ.

Разрабатывается вставка на базе двух СТАТКОМ, имеющая следующие технические характеристики:

- проходная мощность ± 200 МВт;
- установленная мощность основного оборудования 450 МВА;
- автоматический перевод в режим работы на выделенную нагрузку;
- возможность работы в условиях низкой мощности короткого замыкания в месте включения, искажения формы кривой напряжения, несимметрии напряжения сети;
- независимое автоматическое регулирование напряжения в объединяемых энергосистемах.

2. На территории ОЭС Востока предполагается создать три проекта ААС:
– «Эльгауголь» – транзит ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь, включая подстанции 220 кВ «Призейская», «А», «Б» и «Эльгауголь»;

- «Ванино» – транзит ВЛ 220 кВ Комсомольск-Селихино-Ванино, включая подстанции 500/220 кВ Комсомольск, ПС 220 кВ Селихино и ПС 220 кВ Ванино;
- «Приморье» – связи Приморская ГРЭС – Юг Приморского края.

12. Основное содержание Концепции ИЭС ААС

1. Проведен анализ зарубежного опыта построения интеллектуальных сетей, ориентированных в первую очередь на развитие интерфейса с конечным потребителем и распределенной генерацией (на основе использования энергии ветра, солнца и др.) построением интеллектуальных микросетей, обеспечивающих устойчивую работу электроприемников потребителей и местных источников питания, как в изолированном от внешней ЭЭС, так и в синхронном с ней, режимах работы.
2. Сформулирована идеология и принципы развития ИЭС ААС, как клиенто-ориентированной энергосистемы системы нового поколения, основанные на последовательном повышении качества управления в ЕЭС/ЕНЭС достигаемом за счет применения образцов прорывной техники, новых информационных технологий и технологий управления. Работа представляет концептуальную основу инновационного развития ЕНЭС и охватывает иерархию задач управления от режимов функционирования ЕЭС, до уровня управления качеством и надежностью электроснабжения потребителей, учета особенностей электроснабжения крупных городов и мегаполисов, распределенной генерации, управления спросом, построения интеллектуальных микросетей.
3. Рассмотрены устройства новой (прорывной) техники. Новые виды техники, такие как гибкие электропередачи, элементы постоянного тока, ВТСП, цифровые подстанции и др. создают в перспективе качественно новые возможности для повышения надежности и качества функционирования ЕЭС/ЕНЭС.
4. Сформулированы направления применения и исходные предложения по местам установки новой техники.
5. Рассмотрена существующая система управления режимами работы ЕЭС РФ. Намечены пути развития современной АСДТУ. Даны предложения по использованию новых алгоритмов анализа и управления режимами в ИЭС ААС.
6. Проанализированы возможности использования информационных и коммуникационных интерфейсов между различными элементами в ИЭС ААС. Поставлена задача по организации киберзащищенности всей системы управления в ИЭС ААС.
7. Рассмотрено участие потребителей в сглаживании графиков нагрузки. Проработаны предложения по активизации и мотивации участия потребителей в этом процессе.
8. Приведены стоимости установки элементов и эффекты от внедрения ИЭС ААС.
9. Даны предложения по уточнению нормативно-законодательной базы при создании ИЭС ААС.

10. Кратко охарактеризованы пилотные проекты по созданию интеллектуальных энергокластеров в ЕНЭС.
11. Приведена дорожная карта создания ИЭС ААС.

О работе в области Smart Grid за рубежом

В последнее десятилетие во всем мире интенсивно развивается направление научно-технологического инновационного преобразования электроэнергетики на базе новой концепции, получившей за название Smart Grid, интерпретированное в различных переводах, в основном, как – «интеллектуальная (умная) сеть (энергосистема)». Основными идеологами разработки такой концепции выступили США и страны Европейского Союза (ЕС), принявшие ее как основу своей национальной политики энергетического и инновационного развития. В последующем концепция Smart Grid получила признание и развитие практически во всех крупных индустриально развитых и динамично развивающихся странах, где развернут широкий спектр деятельности в этом направлении. Наиболее масштабные программы и проекты разработаны и реализуются в США и странах Евросоюза, Канаде, Австралии, Китае и Корее: так, например, в США такая программа имеет статус национальной и осуществляется при прямой поддержке политического руководства страны, а в странах Европейского Союза для координации работ и выработки единой стратегии развития электроэнергетики в 2004 году создана технологическая платформа Smart Grids – «Европейская энергетическая система будущего», конечной целью которой является разработка и реализация программы развития Европейской энергетической системы до 2020 года и далее.

Smart Grid рассматривается за рубежом, прежде всего, как концепция инновационного преобразования электроэнергетики на основе целостной системы видения ее роли и места в современном и будущем обществе, определяющем требования к ней, подходов к обеспечению этих требований, принципов и способов осуществления и необходимого технологического базиса для реализации, в которой новым технологиям и устройствам отводится роль одного из основных способов и инструментов осуществления этой концепции.

В основу концепции положена разработанная целостная и всесторонне согласованная в обществе система взглядов (видения) на роль и место электроэнергетики на перспективу, целей и требований к ее развитию, подходов к их осуществлению, принципов и способов реализации и создания необходимого технологического базиса. Наиболее отчетливо и полно это сформулировано в основополагающих материалах, представленных государственными структурами ЕС и США.

Причины возникновения новой концепции связаны, в первую очередь, с тем, что последние десятилетия прогнозируемое развитие во всем мире характеризуется возникновением целого ряда факторов, определяющих необходимость кардинальных преобразований в электроэнергетике:

- постоянное повышение стоимости электроэнергии во всем мире;

- необходимость повышения энергетической и экологической эффективности электроэнергетики;
- рост требований потребителей к надежности и качеству электроснабжения появление прогрессивных технологий в результате НТП, не нашедших должного применения в современной электроэнергетике;
- снижение надежности энергоснабжения;
- изменение условий функционирования рынков электроэнергии и мощности.

Исходя из этого, за рубежом был проведен глубокий анализ возможных путей развития электроэнергетики, результаты которого показали наличие серьезных ограничений возможностей развития отрасли, в рамках прежней экстенсивной концепции, основанной преимущественно на улучшении отдельных видов оборудования и технологий, обладающих даже более совершенными по сравнению с достигнутыми на сегодня функциями и характеристиками.

В качестве наиболее значимых факторов рассматривались:

- ограниченность возможности дальнейшего наращивания, как объемов, так и повышения эффективности генерирующих мощностей, в т.ч. и в силу исчерпаемости в долгосрочной перспективе не возобновляемых видов топлива, а также и появления существенных экологических ограничений, сдерживание развития сетевой инфраструктуры, в первую очередь, в районах с высокой плотностью населения, все более возрастающими техногенными и инфраструктурными рисками развития;
- низкий потенциал повышения эффективности использования ресурсов: существующая технологическая база энергетики практически исчерпала возможности повышения производительности оборудования;
- ограниченность инвестиционных ресурсов для строительства новых энергетических объектов и развития сетевой инфраструктуры.

Результаты исследований за рубежом показали, что учет всех факторов развития электроэнергетики в будущем требует изменения принципов и механизмов ее функционирования, способных обеспечить общественное развитие, прорывное повышение потребительских свойств и эффективности использования энергии. Это решение потребовало разработки новой концепции инновационного развития электроэнергетики, которая, с одной стороны, соответствовала бы современным взглядам, целям и ценностям социального и общественного развития, формирующимся и ожидаемыми потребностями людей и общества в целом, а, с другой, максимально учитывала основные тенденции и направления научно-технического прогресса во всех отраслях, сферах жизни и деятельности общества. Такой концепцией и стала Smart Grid.

Следует отметить, что публично представленные на сегодня разработанные подходы и варианты концепции не воспринимаются как нечто

законченное и нормативно зафиксированное - их развитие, конкретизация и апробация ставится за рубежом как одна из основных задач.

Проведенный в рамках исследования анализ зарубежного опыта позволил сформулировать следующие исходные положения, принятые при разработке и развитии концепции Smart Grid за рубежом:

1. Концепция Smart Grid предполагает системное преобразование электроэнергетики (энергосистемы) и затрагивает все ее основные элементы: генерацию, передачу и распределение (включая и коммунальную сферу), сбыт и диспетчеризацию;

2. Энергетическая система рассматривается в будущем как подобная сети Интернет инфраструктура, предназначенная для поддержки энергетических, информационных, экономических и финансовых взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка и другими заинтересованными сторонами;

3. Развитие электроэнергетики должно быть направлено на развитие существующих и создание новых функциональных свойств энергосистемы и ее элементов, обеспечивающих в наибольшей степени достижение ключевых ценностей новой электроэнергетики, выработанных в результате совместного видения всеми заинтересованными сторонами целей и путей ее развития;

4. Электрическая сеть (все ее элементы) рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса, дающего возможность существенного улучшения достигнутых и создания новых функциональных свойств энергосистемы;

5. Разработка концепции комплексно охватывает все основные направления развития: от исследований до практического применения и тиражирования и должна вестись на научном, нормативно-правовом, технологическом, техническом, организационном, управленческом и информационном уровнях.

6. Реализация концепции носит инновационный характер и дает толчок к переходу к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом.

В рамках развиваемой концепции Smart Grid разнообразие требований всех заинтересованных сторон (государства, потребителей, регуляторов, энергетических компаний, сбытовых и коммунальных организаций, собственников, производителей оборудования и др.) сведено к группе так называемых **ключевых требований (ценностей)** новой электроэнергетики, сформулированных как:

доступность – обеспечение потребителей энергией без ограничений в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого качества;

надежность – возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, максимально быстрое восстановление (самовосстановление);

экономичность – оптимизация тарифов на электрическую энергию для потребителей и снижение общесистемных затрат;

эффективность – максимизация эффективности использования всех видов ресурсов и технологий при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии;

органичность взаимодействия с окружающей средой - максимально возможное снижение негативных экологических воздействий

безопасность – не допущение ситуаций в электроэнергетике, опасных для людей и окружающей среды.

Принципиально новым здесь является то, что все выдвинутые ключевые требования (ценности) предполагается рассматривать как равноправные, и степень их приоритетности, уровня и соотношения не являются общими, нормативно зафиксированными для всех, а могут определяться и осуществляться для каждого рассматриваемого субъекта энергетических отношений (энергосистема, регион, город, домохозяйство и т.п.) по существу индивидуально.

В такой постановке задача развития энергетики из преимущественно балансовой трансформируется в задачу создания, развития и предоставления потребителю и обществу в целом, своего рода, «меню» энергетических **возможностей**. В рамках концепции Smart Grid для достижения ключевых требований (ценностей) предполагается развитие следующих функциональных характеристик

1. Самовосстановление при аварийных возмущениях: энергосистема и ее элементы должны постоянно поддерживают свое техническое состояние на требуемом уровне путем идентификации, анализа и перехода от управления по факту возмущения к предупреждению аварийного повреждения.

2. Мотивация активного поведения конечного потребителя: обеспечение возможности самостоятельного изменения потребителями объема и потребительских характеристик (уровня надежности, качества и т.п.) получаемой энергии на основании баланса своих потребностей и возможностей энергосистемы с использованием информации о характеристиках цен, объемов, надежности, качестве и др.

3. Сопротивление негативным влияниям: наличие специальных методов обеспечения устойчивости и живучести, снижающих физическую и информационную уязвимость всех составляющих энергосистемы и способствующих как предотвращению, так и быстрому восстановлению ее после аварий в соответствии с требованиями энергетической безопасности.

4. Обеспечение надежности и качества электроэнергии путем перехода от системно-ориентированного подхода (System-based approach) к обеспечению этих свойств к клиентоориентированному (Customer-based), и поддержанию различных уровней надежности и качества энергии в различных ценовых сегментах.

5. Многообразие типов электростанций и систем аккумулирования электроэнергии (распределенная генерация): оптимальная интеграция

электростанций и систем аккумулирования электроэнергии различных типов и мощностей путем подключения их к энергосистеме по стандартизованным процедурам технического присоединения и переход к созданию «микроэнергосистем» (Microgrid) на стороне конечных пользователей.

6. Расширение рынков мощности и энергии до конечного потребителя: открытый доступ на рынки электроэнергии активного потребителя и распределенной генерации, способствующий повышению результативности и эффективности розничного рынка.

7. Оптимизация управления активами: переход к удаленному мониторингу производственных активов в режиме реального времени, интегрированному в корпоративные системы управления, для повышения эффективности оптимизации режимов работы и совершенствования процессов эксплуатации, ремонтов и замены оборудования по его состоянию, и, как следствие, обеспечение снижения общесистемных затрат.

Реализация выдвинутых ключевых требований (ценностей) и осуществление функциональных свойств (принципиальных характеристик) рассматриваются в рамках концепции Smart Grid с позиций идентификации обеспечивающих их ключевых (базовых) технологических областей и технологий или технологического базиса, требующих соответствующего инновационного развития. Под технологическим базисом здесь понимается совокупность технологий, позволяющих обеспечивать согласованную структуру промежуточных и конечных продуктов и услуг на определенном этапе развития отрасли. В концепции Smart Grid при формировании технологического базиса за рубежом рассматривается как необходимый вопрос обеспечения технологической преемственности перехода от существующей технологической базы энергетики к новой с минимально возможными издержками.

В США и Европейском Союзе решение этих проблем предполагается путем создания некоего нормативного поля (пространства), формируемого в виде широкой системы стандартов и требований к функциям, элементам, устройствам, системе взаимодействий и т.д. (так, например, в США планируется разработка более 100 видов стандартов), в рамках которых разработчикам и производителям предоставлено право и возможность создания предложения, а пользователям (энергетическим компаниям и потребителям) – формирование «своей» Smart Grid, как они это для себя видят (принцип или эффект пазла).

С целью создания нового, инновационного технологического базиса энергетики были сформированы пять групп ключевых технологических областей, обеспечивающих, прорывной характер:

- *измерительные приборы и устройства, включающие, в первую очередь, smart счетчики и smart-датчики;*
- *усовершенствованные методы управления: распределенные интеллектуальные системы управления и аналитические*

инструменты для поддержки коммуникаций на уровне объектов энергосистемы, работающие в режиме реального времени и позволяющие реализовать новые алгоритмы и методики управления энергосистемой, включая управление её активными элементами

- **усовершенствованные технологии и компоненты электрической сети:** гибкие передачи переменного тока FACTS, постоянный ток, сверхпроводящие кабели, полупроводниковая силовая электроника, накопители и пр.
- **интегрированные интерфейсы и методы поддержки принятия решений,** управление спросом, распределенная система мониторинга и управления (DMCS), распределенная система текущего управления генерацией (DGMS), автоматическая система измерения протекающих процессов (AMOS), и т.д., а также новые методы планирования и проектирования как развития, так и функционирования энергосистемы и ее элементов.
- **интегрированные коммуникации,** которые позволяют элементам первых четырех групп обеспечивать взаимосвязь и взаимодействие друг с другом, что и представляет, по существу, Smart Grid как технологическую систему.

В настоящее время в секторе магистральных сетей наибольшее распространение и развитие получили следующие группы технологий (табл.П1.1):

Таблица П1.1

Ключевые технологии, развиваемые в секторе магистральных сетей за рубежом

Инновационные компоненты и технологии	Технологии аккумулирования электроэнергии
	Технологии сверхпроводимости
	Токоограничивающие устройства
	Технологии цифровой подстанции
	Технологии передачи энергии постоянным током
	Технологии управляемых электропередач переменного тока
Системы мониторинга и защиты от внешних воздействий	Технологии контроля и защиты от внешних воздействий
	Технологии мониторинга и диагностики электрических сетей
Системы управления	Технологии адаптивного автоматизированного и автоматического управления
	Технологии интеллектуального управления

Мониторинг активности в электросетевой сфере за рубежом показывает, что уровень инновационности принимаемых решений в распределительном комплексе выше, чем в передаче высокого напряжения. Это объясняется целой совокупностью факторов, и прежде всего, это следствие необходимости присоединения ВИЭ и распределенной генерации, а также непосредственной связью с потребителем. Тем не менее, сети высокого напряжения являются важнейшей составляющей концепции Smart Grid, что подтверждается широким спектром пилотных проектов и инновационных решений в этой области [9].

Выделим лишь несколько типичных пилотных проектов в магистральных сетях, реализуемых за рубежом:

1. Мультиуровневые технологии VSC (Voltage-Sourced Converter) для передачи электроэнергии. Siemens Energy, США и Германия.

Инновационные решения HVDC (High Voltage Direct Current) и FACTS (Flexible AC Transmission Systems), реализуемые в рамках проекта, обеспечивают адаптацию к новым вызовам умной сети. Новые технологии силовой электроники с самокоммутирующимися конвертерами обеспечивают усовершенствованные технические характеристики, такие как независимое управление активной и реактивной мощностью, способность снабжать слабые или пассивные сети, а также меньшие требования по пространству для размещения VSC стал стандартом для самокоммутирующихся конвертеров и будет все больше использоваться в системах высокого напряжения в будущем.

2. Разработка технологии оперативного контроля для автономных энергосистем., Central Research Institute of the Electric Power Industry (CRIEPI), (Tokyo).

Этот проект является частью программы внедрения автономных энергосистем, целью которой является обеспечение подключения и эффективная эксплуатация распределенной генерации, предотвращая влияние на качество электроснабжения и безопасность. Целью проекта является демонстрация метода непрерывного электроснабжения в условиях изолированного функционирования высоковольтной секции сети, используя Loop Power Control, а также разработка и демонстрация изолированного функционирования распределительной сети низкого напряжения с ВИЭ, аккумуляторами электроэнергии и технологией отключения отдельной потребительской нагрузки. Были проведены демонстрационные испытания, которые подтвердили, что в результате применения разработанного метода изолированное функционирование всей сети низкого напряжения может продолжаться во время аварий, не допуская отключений у домашних потребителей.

3. «Strong Smart Grid». Проект китайской сетевой компании State Grid совместно с McKinsey:

State Grid планирует развернуть систему Смарт Грид, в которую входит передача сверхвысокого напряжения (UHV) с усовершенствованными учетными приборами (AMI) и модернизированными сетевыми устройствами к 2020 году. Устройствам сети уделяется особое внимание в краткосрочном периоде, поскольку Китай планирует развить систему передачи на сверхвысоком напряжении, чтобы улучшить передачу мощности из энергоизбыточных центральных и западных районов в энергодефицитные районы побережья.

Концепция Smart Grid не имеет за рубежом границ между передачей и распределением электроэнергии, т.к. в перспективе будет постепенно стираться граница, базирующаяся на режимах работы. Задачи, определенные зарубежными странами для внедрения концепции Smart Grid в сфере магистральных сетей [2, 3, 5]:

- оценка безопасности магистральных электросетей в режиме реального времени – инновационные решения для целей анализа надежности в режиме реального времени энергосистем с высокой нагрузкой и для применения в динамических расчетах при принятии решений в режиме реального времени;
- оценка состояния передающих электросетей – новые приемы для обеспечения качества и точности данных об энергосистеме в режиме реального времени (например, более широкое применение технологии WAMS);
- повышение безопасности передающих электросетей – новые приемы в повышении безопасности электросетей и обеспечение неперевышения установленных пределов функциональной стабильности;
- визуализация: представление комплексных и критических условий системы через интерфейс пользователя.

Приложение 2

Сравнение традиционной сети и активно-адаптивной сети

	Традиционная сеть	Активно-адаптивная сеть
<i>1. Сети потребителей:</i>		
1.1. Автоматизированная система управления энергопотреблением со стороны ЭЭС, в т.ч. с вовлечением потребителей-регуляторов к участию в режимном управлении	нет	есть
1.2 Автоматизированная система учета электропотребления	недостаточно	повсеместно
1.3. Система регулирования напряжения и компенсации	недостаточно	в необходимом объеме

	Традиционная сеть	Активно-адаптивная сеть
реактивной мощности		
1.4. Местные (резервные) источники генерации	практически отсутствуют	широко применяется малая генерация + накопители э/э
1.5. Наличие интерфейса связи с единым центром управления	нет	есть
1.6. Интеллектуальные энергосберегающие технологии в системах электроснабжения, в т.ч. «умный дом» - «умный город»	нет	есть
2. Распределительные сети общего пользования		
2.1. Системы автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощности	незначительно	повсеместно
2.2. Системы контроля качества электроэнергии в узлах сети	незначительно	есть
2.3. Системы централизованного автоматического управления нагрузкой потребителей	нет	есть
2.4. Наличие управляемых сетевых элементов, изменяющих параметры сети	незначительно	есть
2.5. Наличие систем управления для поддержания баланса при выделении узлов на изолированную работу	нет	есть
2.6. Системы контроля и управления надежностью электроснабжения	нет	есть
3. Системообразующие сети ОЭС		
3.1. Системы автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощности, потерь электрической энергии	нет	есть
3.2. Системы контроля напряжения в контрольных точках сети	не развита	повсеместно
3.3. Системы оценки текущего состояния (режима) сети	есть пассивная	есть активная
3.4. Наличие сетевых элементов, изменяющих топологию сети по	практически нет	есть

	Традиционная сеть	Активно-адаптивная сеть
управляющим воздействиям		
3.5. Система автоматического контроля загрузки критических сечений и выдачи управляющих воздействий для их разгрузки	есть	дополнительно – автоматическое управление параметрами и конфигурацией сети
3.6. Система регулирования частоты и поддержания баланса активной мощности в отделившихся энергорайонах при аварийных ситуациях	не развита	Автоматическое управление
3.7. Автоматизированная технология реконфигурации электрических сетей	локальное применение в распределительных сетях	есть
3.8. Системы мониторинга переходных процессов на базе синхронизированных векторных измерений	локальное применение	повсеместно
<i>4. Межсистемные межгосударственные сети</i>		
4.1. Системы оценки текущего состояния (режима) передачи	есть пассивная	есть активная
4.2. Система автоматического контроля загрузки передачи и выдачи управляющих воздействий для ее разгрузки (при перегрузке)	есть	дополнительно – автоматическое управление параметрами и конфигурацией сети