

### К 95-летию юбилею оперативно-диспетчерского управления<sup>1</sup>

*В заключительной части серии публикаций, посвящённых 95-летию оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике России, речь пойдёт о новейшем периоде в истории отрасли – 2000-х и первой половине 2010-х годов. Смена экономической и политической систем страны, произошедшая в 1990-х, стала серьёзным испытанием и для отечественной электроэнергетики, и для оперативно-диспетчерского управления. Назрела необходимость кардинальных перемен.*

#### Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС в XXI веке

**От проекта к реализации.** 30 апреля 1998 г. на пост председателя правления РАО “ЕЭС России” назначен Анатолий Чубайс. Под его руководством в подмосковном Архангельском создана рабочая группа, задачей которой стала разработка концепции реформирования электроэнергетической отрасли. В результате появилась программа действий, предусматривавшая фазу налаживания технологической и платёжной дисциплин в энергетике, а затем – глубокое реформирование отрасли.

Тогда же, в мае 1998 г., впервые была документально оформлена идея сосредоточить управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в отдельной компании, независимой от интересов субъектов отрасли. По сути, создание такой компании, способной обеспечить поддержание системной надёжности ЕЭС России в условиях глобальных структурных перемен, должно было стать первым практическим шагом по реформированию российской электроэнергетики.

В дальнейшем в РАО “ЕЭС России” было создано несколько проектных групп, уже непосредственно разрабатывавших реформу отрасли. В эти группы вошли лучшие специалисты, собранные со всей страны.

Проектную группу “Системный оператор”, которая занималась стратегией реформирования системы управления электроэнергетическими режимами ЕЭС России в рамках рыночной модели реформирования отрасли, возглавил заместитель председателя правления РАО “ЕЭС России” Михаил Абызов. В неё вошли заместитель директора ОДУ Урала – директор ТРДЦ ФОРЭМ Пётр Ерохин, его заместитель Борис Аюев, руководители ОАО “ЦДУ ЕЭС” – главный инженер Анатолий

Андреевич Окин, главный диспетчер Александр Фёдорович Бондаренко, заместитель генерального директора Николай Васильевич Степанов.

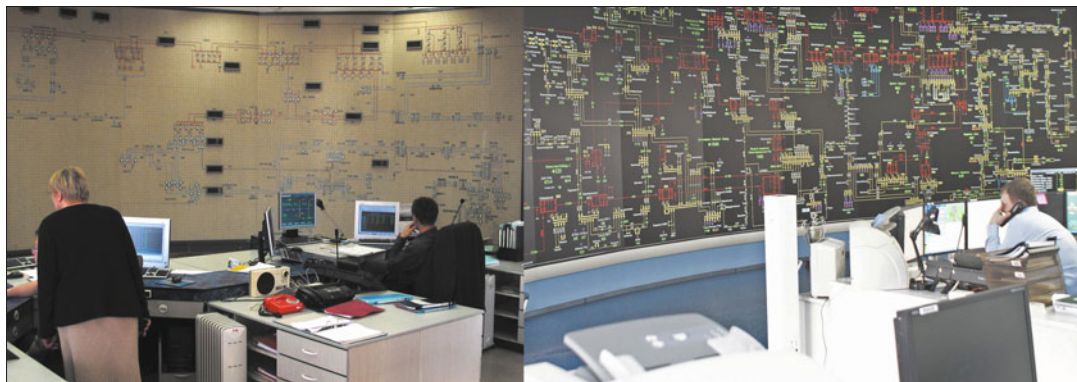
При разработке новой модели отечественной системы оперативно-диспетчерского управления был изучен опыт ведущих мировых держав, энергетика которых перешла “на рыночные рельсы” задолго до российской либо развивалась по этому пути с момента зарождения. Именно тогда был предложен уникальный вариант, сочетающий в себе трёхуровневую организационную иерархию с трёхуровневой организацией отдельных функций.

Трёхуровневая система оперативно-диспетчерского управления ЕЭС возникла ещё в 1957 г., однако она была сформирована для другой экономической системы, смена которой сделала прежние командно-административные принципы взаимоотношений между уровнями недееспособными. Режимы энергосистем в регионах управляли диспетчерские службы АО-энерго, в энергообъединениях – ОДУ, а на уровне ЕЭС – Центральное диспетчерское управление. В 1990-х все эти уровни



**Председатель правления ОАО “РАО “ЕЭС России” А. Б. Чубайс в Главном диспетчерском центре ЕЭС России, март 2007 г.**

<sup>1</sup> Статья подготовлена специалистами АО “Системный оператор Единой энергетической системы”.



Диспетчерский центр ОДУ Сибири в первой половине 2000-х и в 2012 г.

имели разное административное подчинение. Такая организационная разобщённость исключала возможности формирования единых методов и деловых процессов на всех уровнях диспетчеризации. Поэтому при сохранении трёхуровневой структуры система получила принципиально новое содержание, внутренний организационный дизайн и административный каркас, соответствующие новым условиям существования ЕЭС. В основу идеологии новой структуры управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, сосредоточенной в единой компании, была положена независимость от субъектов отрасли: генерирующих, сетевых, сбытовых компаний. Согласно идее разработчиков, это позволяло не только удержать технологическую целостность отрасли при дальнейшем её реформировании с разделением по видам деятельности, но и в дальнейшем разрабатывать более гармоничные планы развития энергосистемы, обеспечивать эффективную работу оптового рынка.

В начале 2002 г. концепция новой модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России была представлена на заседании комиссии по реформированию, которую возглавлял председатель правления РАО «ЕЭС России». После активного обсуждения проект был одобрен.

17 июня 2002 г. было создано ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы», переименованное впоследствии в «Системный оператор Единой энергетической системы» – так впервые в истории России оперативно-диспетчерское управление энергосистемой было выделено в отдельную инфраструктурную компанию.

В число первых руководителей ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» вошли участники проектной группы: Борис Ильич Аюев, ставший в новой компании заместителем председателя правления по производственной деятельности, а с 2004 г. возглавивший Системный оператор; Пётр Михайлович Ерохин, вошедший в правление; директор ТРДЦ ФОРЭМ ОДУ Северного Кавказа Николай Григорьевич Шульгинов, ставший членом правления, директо-

ром по техническому аудиту; начальник службы вычислительной техники ОДУ Северного Кавказа Михаил Дмитриевич Абраменко, назначенный директором по информационному обеспечению; заместитель генерального директора ОДУ Средней Волги Владимир Михайлович Пивоваров и ряд других специалистов, часть которых перешла в Системный оператор из ЦДУ ЕЭС.

Руководить этой командой РАО «ЕЭС России» поручило Виктору Карловичу Паули, на тот момент – начальнику Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей, члену правления РАО «ЕЭС России».

**Формирование оргструктуры Системного оператора.** На руководителях Системного оператора лежала большая ответственность. Ведь от итогов проекта в тот момент фактически зависела судьба всей энергореформы: невозможно было начинать разделение отрасли на генерирующие объекты и сети без единой и монолитной стабильно работающей системы оперативно-диспетчерского управления.

Команде менеджеров, возглавивших Системный оператор, предстояло многое начать с нуля. Необходимо было не только осуществить передачу функций по управлению режимами от прежней системы оперативно-диспетчерского управления к новой, но и обеспечить формирование материальной базы, нормативно-технологической документации, регулирующей его работу и взаимоотношения с другими субъектами отрасли, выстраивание ключевых деловых процессов, по которым компании предстояло работать в условиях реформирования отрасли и далее – после окончания реформы.

Оформление оргструктуры Системного оператора было в целом завершено уже в 2003 г. К концу 2002 г. в составе ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» работали 62 филиала: 7 ОДУ и 55 региональных диспетчерских управлений (РДУ), хотя режимами своих энергосистем подавляющее большинство РДУ ещё не управляло – этим по-прежнему занимались диспетчерские службы АО-энерго (дочерних компаний РАО «ЕЭС России» в регионах).

Если с организацией второго уровня проблем не возникало – ОДУ были переданы в подчинение новой компании вместе с трудовыми коллективами и производственными фондами, то формирование третьего уровня иерархии – региональных диспетчерских управлений – стало самой сложной частью процесса организации новой системы управления режимами и затянулось на 5 лет.

РДУ пришлось создавать заново. Для этого было необходимо выделить функционал, человеческие и технологические ресурсы для планирования и управления режимами из АО-энерго и передать их в создаваемые РДУ. Далеко не все руководители АО-энерго готовы были расстаться с “властью” над своими энергосистемами. К тому же выделение функций оперативно-диспетчерского управления стало начальным этапом энергетической реформы, которая принималась далеко не всеми.

В конечном итоге в большинстве регионов удалось обойтись “малой кровью” – взять в аренду у АО-энерго действующие диспетчерские залы и офисные помещения для размещения технологических и нетехнологических служб. При этом зачастую персонал некоторых подразделений, например, служб РЗА, переходил из АО-энерго в РДУ вместе с функционалом. Такая схема использовалась как временный вариант, пока АО-энерго не сформирует собственную службу.

Но были регионы, в которых руководители АО-энерго препятствовали переходу специалистов в РДУ под разными предлогами, а в некоторых даже отказывались передать в аренду Системному оператору оборудование диспетчерского центра, хотя оно им было уже совершенно не нужно.

Механизм развития сети РДУ решено было отработать сначала на пилотных проектах, в качестве которых были выбраны Свердловская, Тульская области и Ставропольский край. Основной задачей “пилотов” стали отработка процессов разделения полномочий РДУ и АО-энерго и замена существовавших административных отношений договорными. Опыт пилотных проектов очень помог при создании всех остальных региональных диспетчерских управлений.

Формирование третьего уровня оперативно-диспетчерского управления полностью завершилось лишь к ноябрю 2008 г. Последними к управлению энергосистемами приступили РДУ Татарстана, Башкирское и Балтийское РДУ.

**“Болезни роста”.** Серьёзной проблемой, требующей скорейшего разрешения уже на первых порах существования Системного оператора, стало создание собственной телекоммуникационной системы, являющейся одним из базовых инструментов диспетчерского управления. До появления Системного оператора все каналы связи с энергетическими объектами заходили на телефонную



**Четвёртые Всероссийские соревнования профессионального мастерства диспетчеров ОДУ на базе Центра тренажёрной подготовки персонала ОДУ Востока, 2012 г.**

станцию АО-энерго. Каналов было немного, и качество связи зачастую страдало.

Михаил Абраменко, возглавлявший ИТ-блок Системного оператора, так вспоминает тот период: *“Нередкими были ситуации, когда диспетчер не мог дозвониться до объекта из-за загруженности линий. Нам было сразу件件но, что у Системного оператора должна быть своя телекоммуникационная система, которая включала бы в себя выделенные каналы связи с объектами. АО-энерго предлагали подключаться к объектам только через их корпоративные сети связи. Мы долго боролись с ними по этому вопросу”.*

В 2003 г. в “Карелэнерго” произошла авария из-за поломки на корпоративной телефонной станции, после чего вопрос о создании отдельной телекоммуникационной системы был поднят уже на уровне РАО “ЕЭС России”. Так сопротивление сетевых компаний было преодолено, и Системному оператору удалось приступить к созданию собственной корпоративной сети связи, ставшей впоследствии крупнейшей в мире.

Задачей, требовавшей скорейшего разрешения и напрямую связанной с развитием рыночной составляющей отрасли, являлся переход на единый оперативно-информационный комплекс. Единых требований в сфере программного обеспечения в 1990-е годы не существовало, поэтому не было и унифицированного программного обеспечения по управлению режимами. В итоге руководство Системного оператора столкнулось с тем, что региональные энергосистемы управляются фактически при помощи разного программного обеспечения, разработанного местными программистами. Эту задачу также предстояло решить.

Уникальная система подготовки и повышения квалификации кадров Системного оператора, по праву считающаяся на сегодняшний день одной из лучших в отрасли, также начала формироваться в первые годы. Здесь пригодился опыт регионов, в особенности – ОДУ Юга, где к тому времени уже

работал Центр тренажёрной подготовки персонала, ставший прообразом будущих ЦТПП всего Системного оператора. В оснащение центров и пунктов тренажёрной подготовки компанией было вложено много усилий и средств, разработано специальное программное обеспечение (компьютерные режимные тренажёры, тренажёры по отработке переключений и др.), которое позволяет отрабатывать переключения, действия в аварийных режимах и проводить дистанционные тренировки.

Большое значение в первые годы работы Системного оператора придавалось формированию современной технологической инфраструктуры оперативно-диспетчерского управления. В соответствии с разработанной программой, во второй половине 2000-х годов началась реализация территориальных инвестиционных проектов по созданию инфраструктуры и технологическому переоснащению диспетчерских центров в регионах. Все новые диспетчерские центры, в которые переезжали РДУ, до этого размещённые в арендованных помещениях, оснащены в соответствии с требованиями, применяемыми к диспетчерским центрам Системного оператора. Мнемонические мозаичные щиты уступили место видеопроекторным, обеспечивающим больший объём, точность и оперативность информации о состоянии объектов электроэнергетики. Диспетчерская связь организована на основе волоконно-оптических линий, обеспечивающих более высокую скорость и надёжность передачи данных. Здания оснащены системой гарантированного электроснабжения, включающей автономные источники питания для обеспечения непрерывного оперативно-диспетчерского управления в случае возникновения аварийных ситуаций.

**Невидимая рука рынка.** Постепенное внедрение рыночных процедур в процесс управления режимами стало важным фактором совершенствования технологий Системного оператора. Ещё до официальной регистрации компании – в процессе разработки концепции проектной группой – перед Системным оператором была поставлена задача создания технологической инфраструктуры оптового рынка электроэнергии и мощности. Так что уже в первый год существования были проведены действующие и разработаны новые нормативно-технические документы, необходимые для запуска переходной модели рынка.

В 2000-е годы в российской электроэнергетике поэтапно развивались рыночные механизмы. В ноябре 2003 г., согласно плану реформирования отрасли, в ней появился конкурентный сектор торговли электроэнергией, названный “Сектор 5 – 15”. Своё название он получил благодаря установленным для него правилам, по которым производитель мог продать от 5 до 15% выработанной электроэнергии по свободным нерегулируемым ценам. Доля поставок электроэнергии по регулируемым договорам в общем

объёме проданного в ценовых зонах оптового рынка электричества постоянно снижалась уже начиная с 2007 г., сокращаясь на 5% каждое полугодие. С 1 января 2011 г. продажа электроэнергии по регулируемым ценам (тарифам) для коммерческих потребителей в ценовых зонах ЕЭС России была полностью отменена.

Управление режимами в условиях конкурентного рынка усложнялось многократно: необходимо было обеспечить надёжность и устойчивость работы ЕЭС России в условиях трудно прогнозируемой рыночной конъюнктуры, при этом обеспечить максимально возможную свободу проведения торгов с учётом существовавших системных ограничений. Кроме того, очевидной была невозможность запустить рыночные механизмы при том уровне технологической оснащённости и технологической разобщённости, которым отличалась старая система оперативно-диспетчерского управления.

К основным функциям Системного оператора на рынке электроэнергии относятся обеспечение функционирования системы выбора состава включённого генерирующего оборудования на неделю вперёд, формирование актуализированной расчётной математической модели для проведения конкурентного отбора в рынке на сутки вперёд, расчёт диспетчерских графиков нагрузки электростанций в режиме реального времени, а также обеспечение функционирования балансирующего рынка – механизма управления режимами работы энергосистемы, основанного на принципах экономической оптимизации, – на котором генерирующие компании реализуют излишки производства, а потребители – внеплановое потребление.

Запуск рынка требовал расчёта режимов в реальном времени. Прежняя технология планирования на основе энергетической модели, включавшей агрегированные генераторные и нагрузочные группы, была уже не способна этого обеспечить. Было решено разработать электрическую расчётную модель на основе электрической расчётной схемы сети. Работу по формированию синтезированной расчётной модели ЕЭС России возглавлял Валентин Платонович Герих – начальник службы электрических режимов ЦДУ, а затем Системного оператора. В процессе подготовки единой расчётной модели ЕЭС были созданы фрагменты расчётных схем всех ОЭС, разработаны механизмы стыковки фрагментов единой расчётной модели и её актуализации – процедуры приведения модели к виду, описывающему текущее состояние электроэнергетической системы на каждый час планируемых суток.

Фактически это означало, что в Системном операторе создаётся новая система прогнозирования потребления и планирования режимов, необходимая для работы в условиях рынка. Решение этой задачи дало мощный толчок развитию мето-



**Новый диспетчерский щит в Московском РДУ**

дов математического моделирования для планирования и управления режимами.

Чтобы подготовиться к управлению режимами ЕЭС в условиях рынка, разработали комплекс мероприятий, включавший создание и внедрение автоматизированных систем управления на базе современных микропроцессорных устройств, внедрение цифровых каналов, канального и коммутационного оборудования, обеспечивающих интегрированную передачу всех видов информации, создание автоматизированной системы диспетчерского управления ЕЭС России на основе существующих подсистем.

Так, к 2005 г. Системный оператор полностью поменял автоматизированную систему оперативно-диспетчерского управления, заменив программно-аппаратный комплекс и установив новую информационно-вычислительную систему контроля и сбора данных и управления энергией.

К 2007 г. технология математического моделирования при планировании режимов была введена уже во всех ОДУ. К этому времени в них внедрили электроэнергетическую технологию планирования диспетчерского графика и ввели в промышленную эксплуатацию электронный оперативный журнал.

При разработке комплекса мероприятий, технических заданий, технологической документации в тот период большой вклад внесли директор по информационным технологиям ОДУ Юга Вадим Львович Нестеренко, а также сменивший его на этом посту Юрий Дмитриевич Карасёв, директор по ИТ ОДУ Центра Дмитрий Владимирович Щеславский.

Во второй половине 2000-х годов был достигнут существенный прорыв в повышении уровня автоматизации регулирования частоты и совершенствовании систем противоаварийной автоматики. Так, в 2007 г. введена в промышленную эксплуатацию центральная координирующая станция автоматического регулирования частоты и мощности (ЦКС АРЧМ) ЕЭС России на новых программно-технических средствах: сервере ОИК СК-2003 и ЦППС АРЧМ “SMART-FEP”. После этого в

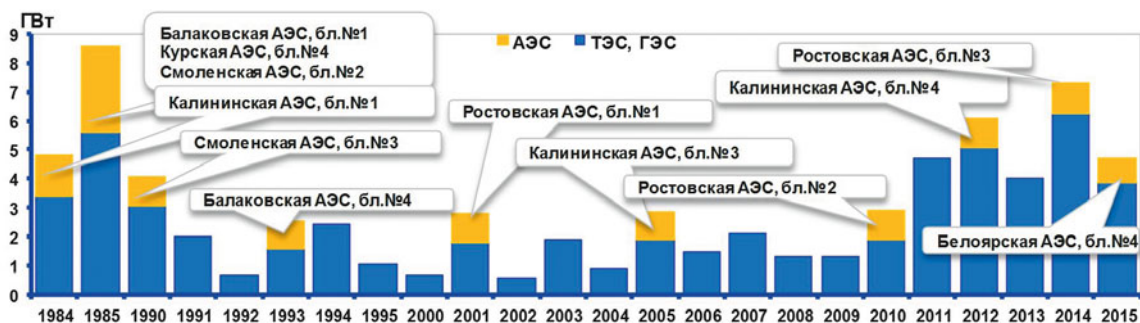
2008 – 2010 гг. обеспечены вводы и модернизация систем АРЧМ в центральной части ОЭС Северо-Запада, ОЭС Урала, ОЭС Юга, ОЭС Сибири, начата модернизация ЦС АРЧМ в ОЭС Востока. В 2010 г. в ОЭС Юга и ОЭС Средней Волги введены в эксплуатацию централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) нового поколения, не имеющие мировых аналогов. В 2005 г. Системный оператор начал внедрение в ЕЭС России системы мониторинга переходных режимов (СМНР) на основе широко применяемой в мировой энергетике технологии векторных измерений WAMS.

Процесс формирования конечной целевой модели рынка подразумевал запуски ещё двух рынков: рынка мощности и рынка системных услуг.

С 2007 г. Системный оператор начал проводить ежегодный конкурентный отбор на долгосрочном рынке мощности (КОМ). Российский рынок мощности стал одним из эффективных инструментов, обеспечивающих возможность покрытия спроса на электроэнергию в конкретном регионе на ближайшие несколько лет. В рамках рынка мощности Системный оператор проводит отбор генерирующих мощностей в соответствии с составляемым специалистами компании прогнозным спросом на мощность, в котором отражены не только текущие, но и перспективные потребности каждого региона, а также в почасовом режиме контролирует поставку мощности каждого генератора, т.е. подтверждает факт поставки.

В рыночную сферу в ходе реформирования отрасли также частично перетекли и задачи обеспечения системной надёжности ЕЭС России. В 2011 г. Системный оператор запустил новый для России рынок услуг по обеспечению системной надёжности – рынок системных услуг. Необходимость такого шага была обусловлена новыми условиями работы отрасли. Поскольку системные услуги подразумевают установку и обслуживание на энергообъектах оборудования, напрямую не связанного с выработкой электроэнергии (устройств автоматического регулирования частоты, элементов противоаварийного управления и пр.), эта услуга должна каким-то образом оплачиваться, ведь административно-командные методы в условиях рынка перестали работать. Рынок системных услуг создал экономические механизмы для привлечения субъектов электроэнергетики к участию в поддержании требуемого уровня надёжности и качества функционирования ЕЭС России. В результате в ЕЭС впервые за всю историю появилось нормированное первичное регулирование частоты, а к автоматическому вторичному регулированию частоты привлечены ТЭС. До появления рынка системных услуг АВРЧМ осуществлялось только при помощи ГЭС.

**Система планирования развития ЕЭС России.** Постепенно функционал Системного опера-



Динамика ввода генерирующих мощностей в ЕЭС России за 30 лет

тора расширялся. На постреформенном этапе развития отрасли особую актуальность приобрело создание новой системы планирования и управления развитием электроэнергетики, предусматривающей разработку и регулярную актуализацию схем и программ развития ЕЭС и энергосистем регионов. По поручению Министерства энергетики РФ решением данной задачи стал заниматься Системный оператор. Целью новой системы планирования и управления развитием электроэнергетики являлось обеспечение синхронизации вводов генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, их технологической совместимости для удовлетворения спроса на электрическую энергию (мощность) и предупреждения возникновения избытков или дефицитов электроэнергии в энергосистеме.

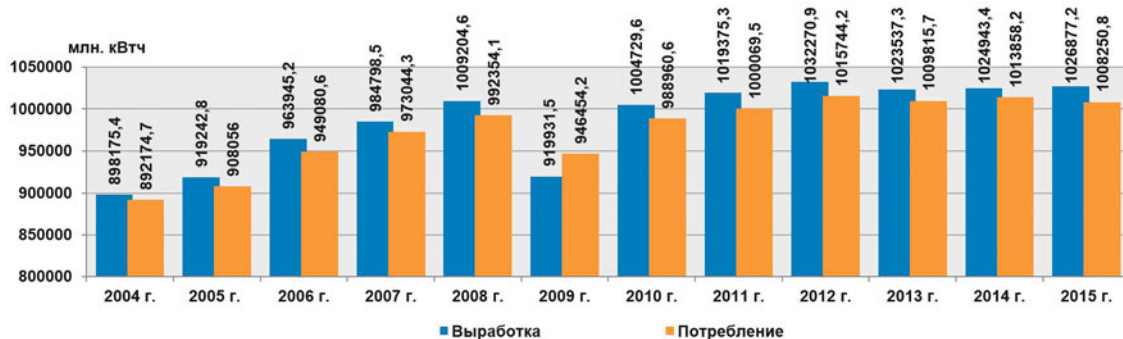
В процессе подготовки к решению данной задачи специалисты Системного оператора разработали собственную методику перспективного прогнозирования потребления (до 7 лет), которая позволяет учесть влияние множества факторов и применима для прогнозирования даже в условиях экономического спада. В сотрудничестве с ОАО «НИИПТ», реорганизованным впоследствии в ОАО «НТЦ ЕЭС», была создана перспективная расчётная модель Единой энергосистемы на 10 лет. Разработана и запущена в работу процедура централизованного планирования развития ЕЭС и координации планов собственников энергообъектов. Созданы единые подходы к определению мероприятий, обеспечивающих возможность техно-

логического присоединения энергопринимающих устройств и генерирующих объектов, переработаны нормативы строительства энергообъектов.

Так, в 2009 г. появилась государственная система планирования развития ЕЭС, важным звеном которой стал Системный оператор. Она предусматривает разработку и утверждение трёх документов, формируемых для целей развития электроэнергетики: генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (разрабатывается на 15 лет); схемы и программы развития ЕЭС России, включающей в себя схему развития единой национальной (общероссийской) электрической сети (разрабатывается на 7 лет); схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (на 5 лет).

Системный оператор участвует в формировании генеральной схемы, совместно с Федеральной сетевой компанией осуществляет разработку и ежегодную корректировку схемы и программы развития ЕЭС России на базе перспективной расчётной модели ЕЭС. Кроме того, на Системного оператора возложена разработка среднесрочного прогноза спроса на электрическую энергию, а также участие в формировании схем и программ перспективного развития электроэнергетики регионов.

Новая система планирования наряду с внедрённой в отрасли в 2010 г. программой договоров о предоставлении мощности (ДПМ), гарантировавшей инвесторам новых генерирующих



Показатели выработки и потребления электроэнергии в ЕЭС России за последние годы

объектов окупаемость за счёт выплаты государством экономически обоснованной стоимости вводимой мощности, дали свой эффект. Ввод новых объектов генерирования, начиная с 2010 г., достиг высоких значений, несравнимых с периодом 1990 – первой половины 2000-х годов. Развивается и сетевая инфраструктура.

Основные показатели энергосистемы России по итогам 2015 г.:

- общая установленная мощность электростанций – 235 305 МВт;
- выработка – 1026,88 млрд. кВт·ч;
- общая протяжённость линий электропередачи класса напряжения 35 – 1150 кВ – 2,3 млн. км;
- абсолютный максимум потребления мощности за время существования современной России (после ликвидации СССР) – 157 425 МВт – достигнут 21.12.2012 г. В последний раз до этого потребление мощности приближалось к этому значению в 1991 г., когда максимум составил 153 498 МВт.

**Международное сотрудничество.** Незадолго до завершения своей работы руководство РАО “ЕЭС России” выступило с инициативой, позволяющей выяснить возможности восстановления параллельной работы российской энергосистемы с европейскими. В апреле 2005 г. было подписано Соглашение о сотрудничестве по разработке технико-экономического обоснования синхронного объединения СНГ и Балтии с UCTE – западной синхронной зоной европейской энергосистемы. Участниками соглашения от UCTE стали 11 системных операторов: E. ON Netz, RWE, Vattenfall (Германия), ELIA (Бельгия), MAVIR (Венгрия), NEK (Болгария), PSE (Польша), Red Electrica (Испания), RTE (Франция), SEPS (Словакия) и Transselectrica (Румыния). От стран СНГ и Балтии – 8 энергокомпаний: ОАО “СО – ЦДУ ЕЭС” (Россия), НЭК Укрэнерго (Украина), Белэнерго (Белоруссия), Moldelectrica (Молдова), Latvenergo (Латвия), Lietuvos Energija (Литва), Eesti Energia (Эстония), KEGOC (Казахстан). За координацию работ от UCTE отвечал E. ON Netz, от ЕЭС/ОЭС – Системный оператор ЕЭС России.

В Европе в период разработки ТЭО соседствовали три энергообъединения.

**Северная синхронная зона (NORDEL)** включала энергосистемы Скандинавии – Норвегии, Швеции, Финляндии и западной части Дании.

В **западную синхронную зону (UCTE)** входили энергосистемы 23 стран континентальной Европы.

С июля 2009 г. работа UCTE и NORDEL, а также других европейских энергообъединений – ATSOI, BALTSO, ETSO и UKTSOA была интегрирована в **ENTSO-E** – Европейскую ассоциацию системных операторов в области электроэнергетики.

**Восточная синхронная зона (ЕЭС/ОЭС)** – ЕЭС России, стран СНГ (за исключением Армении и Туркмении, энергосистемы которых функционируют параллельно с энергосистемой Ирана), Грузии и энергосистемы Балтии (Эстонии, Латвии, Литвы).



Заседание технического комитета по стандартизации “Электроэнергетика” (ТК 016) в исполнительном аппарате Системного оператора 27 марта 2015 г.

Проектные исследования завершились в 2008 г. Они не имели аналогов по объёмам анализируемой информации, профессиональному опыту и уровню компетенции участвующих в работе экспертов, а также по достоверности и значимости полученных результатов. Их итогом стала подготовка отчёта по обоснованию возможности синхронного объединения двух самых больших энергосистем на континенте. В отчёте было отмечено, что каких-либо фундаментальных технических препятствий для синхронной работы ЕЭС/ОЭС и UCTE не выявлено. Впрочем, начало объединения впоследствии не инициировала ни одна из сторон.

Другим важным направлением в сфере международного сотрудничества стала деятельность Системного оператора в рамках Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения – СИГРЭ. С момента своего создания компания является коллективным членом совета, её сотрудники представляют Россию в четырёх из 16 комитетов: С1 “Планирование энергосистем и экономика”, С2 “Функционирование и управление энергосистем”, С4 “Технические характеристики энергосистем”, С5 “Рынок электроэнергии и его регулирование”.

С 2008 г. Системный оператор курирует деятельность Российского национального комитета



Председатель правления Системного оператора Б. И. Аюев на конференции “Системные операторы и рынки электроэнергии: опыт ЕЭС России и международная практика”. Москва, 2007 г.

СИГРЭ. С мая 2009 г. по сентябрь 2015 г. председателем РНК СИГРЭ являлся председатель правления ОАО “СО ЕЭС” Борис Аюев. Участие в деятельности СИГРЭ предоставило Системному оператору широкие возможности для обмена опытом с ведущими мировыми экспертами и проведения совместных исследований.

**Актуальные вызовы.** Единая энергосистема – это самый сложный технологический комплекс, связывающий общим электроэнергетическим режимом тысячи объектов электроэнергетики и потребителей в непрерывном едином процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Энергосистему невозможно рассматривать как простой набор отдельных элементов – ЛЭП, электростанций, подстанций, энергопринимающих установок, устройств РЗА и другого оборудования, поскольку при их совместной работе, кроме обычных характеристик надёжности и безопасности, становится определяющей их способность корректно работать в сочетании друг с другом. Поэтому необходимо, чтобы все они обладали определёнными характеристиками, позволяющими им работать совместно, не ухудшая режимов работы других элементов и энергосистемы в целом и в свою очередь не испытывая проблем при такой работе. Для этого соответствующие характеристики и параметры элементов, обеспечивающие возможность их функционирования в едином технологическом комплексе, предусматриваются ещё на стадии проектирования, реализуются в процессе строительства или реконструкции и поддерживаются на протяжении всего периода эксплуатации.

Соблюдение минимально необходимых и при этом единых и обязательных для всех субъектов электроэнергетики правил является сегодня главным условием обеспечения надёжной и безопасной работы во всех энергосистемах мира. Например, энергосистемы Европы при создании энергообъединения ENTSO-E сделали одним из приоритетов гармонизацию существовавших в них до объединения правил и требований, обеспечивавших надёжную работу и создание единых и обязательных для исполнения кодексов, определяющих правила технологического функционирования всех европейских энергосистем.

Однако в России, обладающей многолетним опытом создания и функционирования энергосистемы, вопрос нормативного обеспечения технологической деятельности неожиданно стал проблемным.

За более чем семь десятилетий в отечественной электроэнергетике последовательно формировалась логичная, работоспособная и развивающаяся, а потому удовлетворявшая требованиям времени система нормативно-технического регулирования работы ЕЭС. Вопросы обеспечения функционирования оборудования и объектов в составе

энергосистемы решались при помощи сформированных по мере развития технологий сводов правил, ГОСТов и различных нормативных актов министерского уровня.

В первой половине 1990-х нормативно-техническое регулирование логично перешло в сферу корпоративных актов ОАО “РАО “ЕЭС России” и документов отраслевого министерства. Но если в период деятельности холдинга в отрасли в основном была сохранена прежняя система нормативно-технического обеспечения, опиравшаяся на объективно обусловленные технические правила, то в 2008 г. – после ликвидации РАО “ЕЭС России” и завершения активной фазы реструктуризации электроэнергетики, включавшей децентрализацию управления отраслью и разделение по видам деятельности, – прежняя система нормативного регулирования потеряла основу, а новая так и не была создана. Вне правового пространства осталась значительная часть нормативно-технической базы обеспечения работоспособности энергосистемы, совместимости электрооборудования, его надёжной и безопасной работы в составе ЕЭС. К тому же часть технических требований на тот момент уже морально устарела по причине изменения технологий.

Не разрушиться Единой энергосистеме страны в период “правового вакуума” помогли большой “запас прочности”, закладывавшийся при её создании, а также технологические традиции, на которые всегда опиралась отечественная электроэнергетика.

Однако этот запас оказался не бесконечным. В условиях отсутствия нормативной базы собственники получили формальную возможность сэкономить, даже пренебрегая сложившимся за десятилетия порядком, обеспечивающим существование и надёжное функционирование ЕЭС. Некоторые субъекты электроэнергетики, ставшие самостоятельными компаниями, начали обзаводиться собственными техническими политиками, зачастую конфликтующими друг с другом из-за отсутствия в отрасли общей нормативной основы. Нескоординированность технических решений на объектах разных собственников стала всё чаще приводить к вводу в эксплуатацию оборудования и устройств, не способных по своим параметрам совместно функционировать в составе Единой энергосистемы.

В сложившейся ситуации необходимо было сформировать систему актуальных общеобязательных требований, которая позволила бы всему сложному комплексу ЕЭС России работать надёжно, как единому целому. Системный оператор – организация, обеспечивающая технологическую основу функционирования электроэнергетики, – одним из первых озаботился этой проблемой, убеждая руководство страны и отрасли в необходимости разработки правил, безусловно необходи-



мых для существования такого технологически сложного объекта, как энергосистема.

В 2009 г. была сформирована экспертная рабочая группа, состоявшая из представителей Минэнерго России, ключевых энергокомпаний и научных, инжиниринговых и экспертных организаций отрасли. Активную позицию в экспертной группе заняли вошедшие в неё руководители и сотрудники подразделений технологического блока Системного оператора. Задачей группы специалистов стала разработка проекта единого документа прямого действия, регулирующего все важнейшие аспекты работы ЕЭС России, – Правил технологического функционирования электроэнергетических систем (ПТФ ЭЭС). В 2011 г. были внесены соответствующие изменения в Федеральный закон “Об электроэнергетике”, позволяющие Правительству РФ организовать разработку и принятие ПТФ ЭЭС. Проект правил многократно являлся предметом всестороннего рассмотрения и публичного обсуждения, однако до сих пор не принят.

В настоящее время в отрасли постепенно складывается новая структура нормативно-правового и нормативно-технического обеспечения, включающая три направления регулирования.

Первое направление – нормативное правовое регулирование, базой которого являются Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ “Об электроэнергетике”, документы правительственного уровня и документы министерств и ведомств. Эта часть системы нормативно-технического обеспечения должна содержать общесистемные обязательные технические требования на самом высоком уровне технологической деятельности: взаимодействие субъектов отрасли, функционирова-

ние и развитие энергосистем, эксплуатация оборудования энергетических объектов, подготовка персонала.

Значимым шагом на этом направлении стал вступивший в силу в июне 2016 г. Федеральный закон № 196-ФЗ, вносящий изменения в закон № 35-ФЗ “Об электроэнергетике”. До того времени Минэнерго РФ было фактически лишено рабочего инструментария для реализации своих полномочий в электроэнергетике. Поэтому в первую очередь требовалось восстановить государственный отраслевой контроль на базе министерства и чётко разграничить контрольно-надзорные полномочия между ним и Ростехнадзором. Принятые поправки предоставляют правительству функции “по установлению обязательных требований к обеспечению надёжности и безопасности электроэнергетических систем и объектов”, что фактически восстанавливает основы нормативно-технического регулирования в электроэнергетике на базе нормативных актов отраслевого регулятора.

Второе направление – техническое регулирование. Оно основано на Федеральном законе от 27.12.2002 № 184-ФЗ “О техническом регулировании”, международных договорах в рамках ЕАЭС и технических регламентах. Система технического регулирования направлена на обеспечение безопасности продукции и позволяет решить вопросы, связанные с установлением требований к используемому в энергетике оборудованию как продукции. Она дополняет первое направление регулирования – нормативные требования надёжности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, обеспечивающие их технологическую совмес-



#### **Паули Виктор Карлович (1951 – 2016)**

*Первый председатель правления Системного оператора с 2002 по 2004 г.*

Профессиональный путь в энергетике начал после службы на флоте в 1973 г. старшим дежурным электрослесарем цеха тепловой автоматики и измерений Кармановской ГРЭС (Башкирия). С 1974 по 1994 г. работал на Ставропольской ГРЭС, где прошёл путь от старшего дежурного электрослесаря до главного инженера. Начав работать на ГРЭС, поступил и в 1980 г. окончил Ивановский энергетический институт по специальности “инженер-электрик”.

В 1994 г. приглашён на должность заместителя начальника Департамента эксплуатации энергосистем и электростанций – начальника Управления эксплуатации энергосистем ОАО РАО “ЕЭС России”. Вскоре после этого назначен первым заместителем генерального директора – главным инженером ОЭС Центра “Центрэнерго” – генеральным директором

ОДУ Центра. В 1996 г. переведён на должность начальника Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей ОАО РАО “ЕЭС России”, где проработал до 2002 г., став в 2001 г. членом правления ОАО РАО “ЕЭС России”.

В 2002 г. назначен на должность председателя правления создаваемого ОАО “СО – ЦДУ ЕЭС”.

В 2004 г. работал заместителем руководителя Ростехнадзора. С 2005 по 2008 г. – заместителем руководителя Корпоративного центра по контроллингу ОАО “РАО “ЕЭС России”, заместителем технического директора – главным техническим инспектором ОАО “РАО “ЕЭС России”, членом правления ОАО “РАО “ЕЭС России”, в 2008 – 2009 гг. – директором Фирмы ОРГРЭС – филиала ОАО “Инженерный центр ЕЭС”.

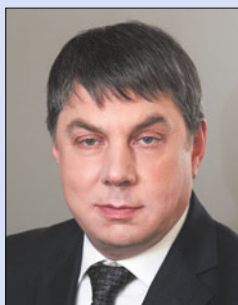
С 2007 г. – председатель комитета по качеству в электроэнергетике Всероссийской организации качества.

Доктор технических наук, кандидат экономических наук. Автор более 120 опубликованных научных трудов. Лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники.

тимось и возможность эффективной совместной работы в составе Единой энергосистемы.

Третье направление – стандартизация. Её базой является Федеральный закон от 29.06.2015 № 162-ФЗ “О стандартизации в Российской Федерации”, а инструментами – национальные стандарты и стандарты субъектов электроэнергетики. И те, и другие предоставляют существенную поддержку всей системе отраслевого нормативно-правового регулирования, сглаживают недостатки системы технического регулирования и отрицательные последствия отсутствия актуальной нормативно-технической базы в отрасли.

Система нормативно-технического обеспечения в российской электроэнергетике переживает комплексное обновление и совершенствование. Сформированы основа и нормативные рамки для дальнейшей масштабной работы по пересмотру и формированию всего массива нормативно-технической документации разного уровня, необходимого для нормального функционирования и развития отрасли. Обеспечение этого процесса – один из наиболее актуальных вызовов, стоящих перед специалистами по оперативно-диспетчерскому управлению ЕЭС России.



#### **Аюев Борис Ильич**

*Действующий председатель правления АО “СО ЕЭС” с 2004 г.*

Родился в 1957 г. Выпускник Уральского политехнического института 1979 г. по специальности “Электрические станции”. В 1979 – 1980 гг. работал инженером отдела АСУ Нижнетагильского предприятия электрических сетей “Свердловэнерго”. С 1980 г. – инженер, затем – заместитель генерального директора ОДУ Урала. С 1998 г. работал в проектных группах ОАО “РАО “ЕЭС России” по реформированию электроэнергетической отрасли. В 2002 г. назначен заместителем председателя правления ОАО “СО – ЦДУ ЕЭС”, в 2004 г. избран председателем правления компании и членом правления ОАО “РАО “ЕЭС России”. С 2004 г. – председатель Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

Является членом IСIGRE, с мая 2009 по сентябрь 2015 г. возглавлял Российский национальный комитет СИГРЭ.

Под его непосредственным руководством Системный оператор в первые годы своей работы сформировал единую трёхуровневую систему оперативно-диспетчерского управления, разработал и внедрил унифицированные подходы к управлению ЕЭС России, выстроил деловые процессы и провёл технологическое переоснащение. В настоящее время Борис Ильич возглавляет работу по актуализации нормативно-технической базы в сфере обеспечения надёжной работы ЕЭС России. За активное участие в работе по формированию нормативно-правовой базы Единого экономического пространства Б. И. Аюев награждён Почётной грамотой Правительства Российской Федерации. В 2013 г. за большой вклад в ликвидацию последствий аварии на Саяно-Шушенской ГЭС имени П. С. Непорожного Б. И. Аюеву объявлена благодарность Президента Российской Федерации. В 2014 г. за большой вклад в подготовку и проведение XXII Олимпийских зимних игр и XI Паралимпийских зимних игр 2014 г. в г. Сочи награждён Орденом Дружбы.

Доктор технических наук, действительный член Академии инженерных наук им. А. М. Прохорова, автор и соавтор более 70 научно-практических статей и монографий. Имеет звание “Почётный энергетик”, награждён орденом Почёта, медалью ордена “За заслуги перед Отечеством” II степени.



#### **Шульгинов Николай Григорьевич**

*Первый заместитель председателя правления Системного оператора с 2004 по 2015 г.*

Родился в 1951 г. Выпускник Новочеркасского политехнического института 1973 г. по специальности “Электроснабжение промышленных предприятий и городов”. Профессиональный путь в энергетике начал после службы в Вооружённых силах в 1975 г. инженером, а затем старшим инженером Пятигорского отделения “Сельэнергопроект”. С 1976 по 1998 г. работал в “Ставропольэнерго”, где прошёл путь от инженера до начальника ЦДС. С 1998 по 2002 г. – заместитель директора ОДУ – директор ТРДЦ ФОРЭМ Филиала РАО “ЕЭС России” – ОДУ Северного Кавказа. С 2002 по 2004 г. – член правления, директор по техническому аудиту ОАО “СО – ЦДУ ЕЭС”. В 2004 г. назначен заместителем председателя правления, а впоследствии – первым заместителем председателя правления ОАО “СО

ЕЭС”. С 2014 г. является председателем Технического комитета по стандартизации “Электроэнергетика” ТК 016. С сентября 2015 г. – председатель правления – генеральный директор ПАО “РусГидро”.

Под руководством Н. Г. Шульгинова были сформированы и внедрены на практике основные технологические аспекты современной системы планирования и управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России. Он внёс существенный вклад в развитие нормативной базы Системного оператора и российской электроэнергетики в целом.

Кандидат технических наук. Имеет звания “Заслуженный энергетик СНГ”, “Почётный работник топливно-энергетического комплекса”, “Ветеран энергетики” и “Почётный энергетик”, знак “Заслуженный работник ЕЭС России”. Награждён медалью ордена “За заслуги перед Отечеством” II степени, орденом Почёта.