

Реформирование российской электроэнергетики: результаты и нерешенные вопросы

Уринсон Я.М., Кожуховский И.С., Сорокин И.С.

В статье проанализированы предпосылки, особенности и результаты крупномасштабной реформы российской электроэнергетики, проведенной в 1998–2008 гг. Рассмотрены основные задачи на каждом из этапов реформы – от подготовительного этапа повышения эффективности работы компаний холдинга РАО «ЕЭС России» (первый этап реформы) до проведения его реструктуризации и запуска оптовых рынков электроэнергии и мощности (второй этап реформы). Рассмотрены основные нерешенные проблемы реформы российской электроэнергетики, отмечены потеря динамизма и системности в процессах дальнейшего развития реформы и частичная деградация новой модели реформированной электроэнергетики в период после окончания деятельности РАО «ЕЭС России» – штаба реформ электроэнергетики страны.

Отмечена необходимость шагов по дальнейшему развитию реформы в России, отправной точкой для которых должно стать долгосрочное целевое видение развития энергетики, при разработке которого необходимо учитывать мировые тенденции перехода к интеллектуальным энергетическим системам, что существенно изменит в перспективе структуру и правила функционирования энергетических рынков, как и саму парадигму развития энергетики.

Сформулированы требования к процессу перехода энергетики от существующего состояния к целевому видению в рамках единого комплексного проекта. Особо подчеркнуто, что на следующем этапе реформы потребители должны стать движущей силой этой реформы.

Ключевые слова: электроэнергетика; реформирование; рынок электроэнергии; реструктуризация; ценообразование; привлечение инвестиций.

DOI: 10.17323/1813-8691-2020-24-3-323-339

Уринсон Яков Моисеевич – ординарный профессор кафедры теории и практики взаимодействия бизнеса и власти Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики»; д.э.н., профессор. E-mail: jakov.urinson2010@yandex.ru

Кожуховский Игорь Степанович – к.э.н., заместитель генерального директора ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. E-mail: is.kozh@mail.ru

Сорокин Игорь Станиславович – руководитель Дирекции методологии формирования и расчета показателей в ГИС ТЭК ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. E-mail: isso.apbe@mail.ru

Статья поступила: 30.07.2020 /Статья принята: 08.09.2020.

Для цитирования: Уринсон Я.М., Кожуховский И.С., Сорокин И.С. Реформирование российской электроэнергетики: результаты и нерешенные вопросы. *Экономический журнал ВШЭ*. 2020; 24(3): 323-339.

For citation: Urinson J.M., Kozhukhovski I.S., Sorokin I.S. The Russian Electricity Reform: Achievements and Unresolved Issues. *HSE Economic Journal*. 2020; 24(3): 323-339. (In Russ.)

Предпосылки реформирования

Электроэнергетика в современном мире – не только самый сложный технологический комплекс, но и отрасль, в значительной мере определяющая состояние всей экономики и образ жизни людей.

В 80-е годы прошлого века электроэнергетика нашей страны переживала период вялотекущей стагнации, которая к середине 90-х годов переросла в тяжелый кризис. Предельный износ основных фондов, который достигал 65%, тотальные неплатежи и постоянный дефицит финансовых ресурсов не только для инвестиций, но и для текущих расходов (включая оплату труда и ремонтные работы), периодические сбои в энергоснабжении предприятий, городов и регионов – все это обусловило необходимость системных преобразований материально-технической базы, экономики и организации отрасли [Дьяков, 1991; Основы современной энергетики, 2016; Экономика и управление... 2009]. Однако необходимых для таких преобразований средств в бюджете страны не было – нельзя забывать, что в 90-е годы бюджет Российской Федерации был остродефицитным. Так в 1995 г. дефицит консолидированного бюджета страны составлял 49,1 млрд руб., или 11,2% доходов этого бюджета, а в 1998 г. – уже 155,3 млрд руб., или 22,6% его доходов. Неслучайно в 90-е годы объем капитальных вложений в электроэнергетику резко сократился. В результате, если в 1980-х годах в среднем за год вводилось 10–12 ГВт генерирующих мощностей, то в 1990-е годы – только около 1 ГВт. Отсюда – настоятельная и неотложная необходимость создания новых механизмов привлечения инвестиций в электроэнергетику и превращения ее в привлекательную отрасль в условиях перехода к рыночной экономике [Российский статистический ежегодник, 2010; Россия в цифрах, 2019; Инвестиции в России, 2017; Промышленное производство в России, 2016; Экономика и управление... 2009; Прогноз развития энергетики мира и России, 2019].

Начало структурной перестройки

Для запуска таких механизмов, прежде всего, нужно было провести структурную перестройку в отрасли с созданием юридически безупречных и экономически жизнеспособных компаний, привлекательных для частных инвесторов.

В ходе радикальной экономической реформы и приватизации в 1992 г. было создано Российское акционерное общество энергетики и электрификации – РАО «ЕЭС России». В его уставный капитал было передано не менее 49% акций большинства акционерных обществ, образованных на месте советских производственных объединений электроэнергетики и электрификации (АО-энерго). В уставный капитал РАО «ЕЭС России» вошли также

51 крупнейшая электростанция (тепловые – мощностью свыше 1000 МВт и ГЭС мощностью более 300 МВт); системообразующие линии передач, центральные и региональные диспетчерские управления (ЦДУ и РДУ); научно-исследовательские и проектные организации отрасли [Экономика и управление... 2009; Прогноз развития энергетики мира и России, 2019; Уринсон, 2000; 2003; 2006; Кожуховский, Басов, 2011; Кожуховский, 2018; Чубайс, 2018].

Следует отметить, что не все решения указа Президента РФ № 823 от 15.08.1992 г. «Об организации управления электроэнергетическим комплексом Российской Федерации в условиях приватизации» были полностью выполнены. Отдельные электростанции и сети остались под фактическим контролем региональных администраций и дружественных им финансово-промышленных групп (Иркутская и Новосибирская области, Татарстан, Башкортостан). Десять электростанций, чье имущество стало собственностью РАО «ЕЭС России», были переданы в управление региональным АО-энерго.

В целом же этот этап преобразований в электроэнергетике был завершен к 1994 г., когда 52% акций РАО «ЕЭС России» были переданы государству, а 48% – проданы на аукционах в ходе открытых конкурентных торгов. Часть акций АО-энерго и АО-станций получили члены трудовых коллективов. Впоследствии большинство из этих акций оказалось в продаже на свободном рынке. При этом реформа электроэнергетики в указанных ее сегментах не затронула атомную энергетику. Атомные электростанции (АЭС) остались в руках государства под управлением государственного унитарного предприятия «Росэнергоатом».

Изменения в системе ценообразования в электроэнергетике

В ходе структурной перестройки изменилась и система ценообразования в отрасли. В 1992 г. были отменены преysкурантные цены на электрическую и тепловую энергию и введено государственное регулирование тарифов на энергию. Полномочия по их установлению были закреплены за региональными энергетическими комиссиями, которые создавались властями регионов. Формально эти комиссии должны были при установлении тарифов руководствоваться принципами самофинансирования энергоснабжающих организаций, т.е. тариф должен был возмещать нормативные затраты на производство и распределение энергии, включая необходимые инвестиционные расходы, а также обеспечить экономически обоснованную прибыль. В действительности региональные власти устанавливали заниженные тарифы, пытаясь таким образом обеспечить конкурентные преимущества для потребителей – предприятий и организаций своего региона. Годовой горизонт тарифного регулирования и ежегодный цикл установления тарифов не позволял планировать длинные инвестиционные проекты и привлекать внешнее финансирование для их реализации. Снижение государственных инвестиций в электроэнергетику, о чем говорилось выше, и ограниченные инвестиционные возможности энергокомпаний обусловили серьезные проблемы и трудности в воспроизводстве основных производственных фондов отрасли.

Обострение проблем в электроэнергетике накануне реформы

Дополнительно финансовое положение энергокомпаний в 90-е годы резко ухудшилось под влиянием неплатежей и бартерных схем, которые были характерны для всей экономики, но особенно резко ударили по электроэнергетике. В 1998 г. лишь 80% поставок энергии оплачивалось денежными средствами. Если поставщики других товаров имели возможность прекратить отношения с теми потребителями, которые не соблюдали платежную дисциплину, то энергетики такой возможности были лишены: государство запрещало отключать определенные категории потребителей, перечень которых постоянно расширялся.

Финансовые проблемы электроэнергетики, обострившиеся в 90-е годы, сказались на состоянии ее основных фондов и результирующих показателях. К 2000 г. выработало парковый ресурс оборудование ТЭС и ГЭС общей мощностью 37,4 млн кВт – 17% от их общей установленной мощности. При этом значительная часть действовавшего оборудования имела КПД не выше 30%. Производство электроэнергии в стране снизилось вслед за падением ее потребления с 1028 млрд кВт·ч в 1990 г. до 827 млрд кВт·ч в 1998 г., т.е. на 19,6%. При этом ухудшились технико-экономические показатели функционирования предприятий электроэнергетики, в том числе увеличился удельный расход топлива, затраты электроэнергии на собственные нужды электростанций, потери в сетях и др. Периодически возникала проблема поддержания частоты переменного тока в энергосистеме страны в допустимых пределах – ключевого параметра, который влияет на стабильную работу электроустановок и оборудования в составе единой энергосистемы страны. Все эти проблемы сигнализировали о необходимости принятия кардинальных мер для исправления сложившейся ситуации.

Два этапа реформирования

Этап 1: Повышение эффективности работы энергокомпаний. Приступившая к работе в РАО «ЕЭС России» в 1998 г. команда менеджеров во главе с А.Б. Чубайсом, опираясь на Указ Президента РФ от 28.04.1997 г. № 426 «Об основных положениях структурной реформы в сфере естественных монополий», подготовила «Программу действий по повышению эффективности работы и дальнейшим преобразованиям в электроэнергетике Российской Федерации», которая была утверждена Советом директоров компании в августе того же года.

На первом этапе ее реализации были внедрены современные технологии управления во всех компаниях холдинга: отдельный учет затрат, бизнес-планирование и бюджетирование, казначейское исполнение бюджета, программы управления издержками. В качестве первоочередной была поставлена и решена задача обеспечения стопроцентной оплаты поставляемой энергии денежными средствами. Важную роль в ее решении сыграли специально организованные в энергокомпаниях службы сбыта и совершенствование системы юридически строгих договоров с потребителями. Упорядочение бизнес-процессов, налаживание взаимодействия материнской компании ОАО РАО «ЕЭС России» с дочерними и зависимыми обществами (ДЗО) холдинга, вытеснение недобросовестных посредников из торговли электроэнергией – все это способствовало нормализации эко-

номики и финансов энергокомпаний. К 2001 г. экономическое положение и финансовое состояние энергокомпаний всей группы РАО «ЕЭС России» стабилизировалось, повысилась загрузка наиболее экономичных мощностей, стали расти объемы производства после возобновления в 1999 г. роста потребления электроэнергии, доля календарного времени работы энергосистемы страны с нормативной частотой достигла 100%.

Этап 2: Реструктуризация РАО «ЕЭС России». Вторым этапом реализации «Программы действий по повышению эффективности работы и дальнейшим преобразованиям в электроэнергетике Российской Федерации» стартовал летом 2001 г. После обсуждения на Совете директоров РАО «ЕЭС России» Концепции реструктуризации РАО «ЕЭС России», подготовленной менеджментом компании, на заседании Правительства России в декабре 2000 г. был рассмотрен проект Основных направлений государственной политики реформирования электроэнергетики Российской Федерации. 11 июля 2001 г. Правительство РФ приняло постановление № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», которое определило основные положения и направления реформы электроэнергетики, дав старт ее практическому осуществлению.

В структуре отрасли были выделены конкурентные и естественно-монопольные сектора. К первым относятся производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервисные услуги; ко второй – передача и распределение электроэнергии, услуги по оперативно-диспетчерскому управлению. Для первого сектора открылась возможность привлечения негосударственных инвестиций и перехода в частную собственность. При этом атомная энергетика и некоторые стратегически важные гидроэлектростанции оставались в руках государства.

Объекты второго сектора полностью переходили в государственную собственность и контроль государства.

В результате при проведении реструктуризации вертикально интегрированных компаний – АО-энерго – сформировались различные производственные компании, специализирующиеся на таких видах деятельности как генерация, распределение электроэнергии, ее сбыт, диспетчеризация.

В сфере производства электроэнергии путем объединения выделившихся из АО-энерго электростанций, АО-станций и станций-филиалов РАО «ЕЭС России» были образованы оптовые генерирующие компании (ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК).

В состав шести ОГК были включены крупные конденсационные тепловые электростанции. Седьмая ОГК – акционерное общество (сейчас ПАО) «РусГидро» – объединила наиболее крупные гидроэлектростанции в России, тепловые электростанции и электросетевые активы на Дальнем Востоке¹, а также энергосбытовые компании и научно-проектные институты.

Установленная мощность электростанций, входящих в состав РусГидро, включая Богучанскую ГЭС, составляет 39,5 ГВт. Наряду с крупнейшей в России Саяно-Шушенской ГЭС компания объединяет более 60 гидроэлектростанций, в том числе 9 станций Волжско-Камского каскада общей установленной мощностью более 10000 МВт, первенца

¹ Установленная электрическая мощность электростанций дальневосточных энергокомпаний, входящих в состав АО «РАО ЭС Востока», составляет более 9 000 МВт; тепловая мощность – 19 тыс. Гкал/час; протяженность электрических сетей всех классов напряжения – более 104 тыс. км.

большой гидроэнергетики на Дальнем Востоке Зейскую ГЭС (1330 МВт), Бурейскую ГЭС (2010 МВт), Новосибирскую ГЭС (490 МВт) и несколько десятков гидростанций на Северном Кавказе, включая самую высоконапорную в России Зарамагскую ГЭС-1. Также в состав РусГидро входят геотермальные станции на Камчатке, высокоманевренные мощности Загорской гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) в Московской области, используемые для выравнивания суточной неравномерности графика электрической нагрузки в ОЭС Центра.

В состав ТГК были включены главным образом теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), осуществляющие совместное производство электрической и тепловой энергии.

Генерирующие компании, и в особенности ОГК, формировались с учетом необходимости минимизации их рыночной силы в каждой зоне рынка.

В сфере передачи и распределения электроэнергии были созданы Федеральная сетевая компания – ОАО (сейчас ПАО) «ФСК ЕЭС» и межрегиональная сетевая компания – ОАО «Холдинг МРСК». ОАО «ФСК ЕЭС» контролировала магистральные сети напряжением 220 кВ и выше, а ОАО «Холдинг МРСК» управлял межрегиональными распределительными сетевыми компаниями, которым принадлежали распределительные электрические сети. В 2013 г. было создано ОАО «Россети» (с 2015 г. – ПАО «Россети»), 88,89% акций которого принадлежит Российской Федерации. В ПАО «Россети» были включены ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК». К настоящему времени ПАО «Россети» является одной из крупнейших сетевых компаний в мире и управляет 2,35 млн км линий электропередач, 507 тыс. подстанций трансформаторной мощностью более 792 ГВА. Все другие электрические сети вошли в региональные или муниципальные сетевые компании, а также компании, принадлежащие крупным промышленным потребителям энергии.

В сфере услуг по оперативно-диспетчерскому управлению единым общероссийским системным оператором стало ОАО «СО ЕЭС», в состав которого включены Центральное диспетчерское управление Единой энергосистемы России, Объединенные диспетчерские управления (ОДУ ЕЭС) и региональные диспетчерские управления бывших АО-энерго.

На базе энергосбытовых подразделений реформированных АО-энерго на территориях энергоснабжения, входящих в зоны рынка, были образованы энергосбытовые компании с монопольной функцией гарантирующего поставщика (ГП). В их компетенцию входят поставка и расчеты за потребленную электроэнергию для всех обратившихся к ним потребителей.

Запуск рынков электроэнергии и мощности

По мере формирования нормативной правовой базы с 1 ноября 2003 г. начал функционировать в пилотном режиме небольшой конкурентный сектор оптового рынка электроэнергии. Первоначально объем торговли электроэнергией в этом секторе составил 5% от общего объема продаваемой электроэнергии и постепенно возрастал, ограничиваясь регулярно корректируемыми государственными решениями, а электроэнергия продавалась по нерегулируемым ценам. Параллельно в регулируемом секторе оптового рынка состоялся переход на почасовую систему учета производства и потребления электроэнергии, сокращена гарантированная оплата мощности.

С 1 сентября 2006 г. в соответствии с постановлением Правительства РФ № 529 от 31.08.2006 г. «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка элект-

рической энергии (мощности)» заработал НОРЭМ – новый рынок электроэнергии (мощности) в составе двух секторов: сектора регулируемых договоров между поставщиками и потребителями и сектора свободной торговли. Цены, объемы и контрагенты в первом секторе некоторое время контролировались государством при постепенном ослаблении этого контроля. В секторе свободной торговли функционировал рынок на сутки вперед (РСВ) – с поставкой электроэнергии на следующие сутки после заключения договора. С 2007 г. регулируемые договора постепенно заменяются нерегулируемыми, и начиная с 2011 г. весь объем электроэнергии продается по свободным ценам. После принятия в 2007 г. постановления Правительства РФ № 205 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросу определения объемов продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам» все более широкое распространение стали получать двусторонние долгосрочные договора на 3–5 лет, которые минимизировали риски частных инвесторов, вкладывающих средства в генерирующие мощности.

К настоящему времени в рамках оптового рынка электроэнергии относительно устойчиво функционируют рынок на сутки вперед с узловыми ценами и балансирующий рынок (БР). В 2017 г. объем продаж в ценовых зонах оптового рынка электроэнергии составил 1027,4 млрд кВт·ч в год, причем 80% этого объема продано на РСВ и БР, т.е. в конкурентном секторе, 4 % – в секторе свободных договоров.

Что касается механизмов торговли мощностью, то в стране пока не создан конкурентный рынок с единой равновесной ценой мощности в соответствующих зонах ее отбора (зонах свободного перетока – ЗСП). Конкурентный рынок мощности предполагает, что цена мощности для поставщиков и покупателей в целевой модели рынка будет одинаковой для всех востребованных в рассматриваемой ЗСП объемов мощности. Это соответствовало бы практике и принципу развитых конкурентных рынков – «одинаковая оплата за один и тот же товар», т.е. востребованная мощность оплачивалась бы по единой цене. Однако в условиях России такая оплата привела бы к недопустимо высокому единовременному росту цен для потребителей, и в стране на неопределенный переходный период была де-факто введена дифференциация цен мощности (как между «старой» и «новой» мощностью, так и между отдельными группами «старой» мощности). Рынок мощности сегодня характеризуется многообразием механизмов реализации мощности, ценообразование на нем во многом регулируемое и не маргинальное.

Наряду с рынками электроэнергии и мощности стали формироваться механизмы рынка системных услуг, но процесс этот идет крайне медленно. Пока что на практике осуществляется централизованный отбор соответствующих услуг через системного оператора ОАО «СО ЕЭС» без организации рынков соответствующих услуг.

Для обслуживания рынков в электроэнергетике сформирована необходимая инфраструктура:

- Совет рынка, обеспечивающий функционирование коммерческой инфраструктуры рынка электроэнергетики и мощности;
- Администратор торговой системы (АТС) оптового рынка электроэнергии и мощности;
- Центр финансовых расчетов в электроэнергетике.

Совет рынка образован в 2001 г. в форме некоммерческого партнерства (НП) «Совет рынка» (сейчас Ассоциация «НП Совет рынка»). В качестве своих членов он объединяет субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии. В соответствии с Феде-

ральным законом от 27 июля 2010 г. № 191 «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона “О теплоснабжении”» и с Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35 «Об электроэнергетике» работа Совета рынка, функционирующего на принципах саморегулирования, нацелена на повышение эффективности оптового рынка электроэнергии (мощности) и розничных рынков электроэнергии для обеспечения свободы экономической деятельности и конкуренции, единства экономического пространства, соблюдения баланса интересов производителей и потребителей энергии, удовлетворение общественных потребностей в надежном и устойчивом энергоснабжении.

АО «АТС», являясь стопроцентной дочерней компанией Ассоциации «НП Совет рынка», организует торговлю на оптовом рынке, обеспечивая заключение и организацию исполнения сделок по обращению электроэнергии и мощности. В его компетенцию входит регистрация двусторонних договоров купли-продажи электроэнергии, мощности; организация системы измерений и сбора информации о фактическом производстве электроэнергии и прогнозирование ее динамики; взаимодействие с организациями технологической структуры отрасли.

АО «ЦФР», все акции которого принадлежат «НП Совет рынка» и АО «АТС», создано в 2004 г. в качестве организации коммерческой инфраструктуры оптового рынка электроэнергии и мощности. Его основными функциями является: обеспечение договорных отношений, организация и проведение финансовых расчетов по ОРЭМ; обеспечение функционирования системы финансовых гарантий по оплате обязательств по ОРЭМ, урегулирование задолженностей в случае их возникновения [Уринсон, 2000; 2003; 2006; Кожуховский, Басов, 2011; Кожуховский, 2018; Чубайс, 2018].

Сложившаяся после проведения реформы и реорганизации РАО «ЕЭС России» обобщенная организационная структура российской электроэнергетики представлена на рис. 1.

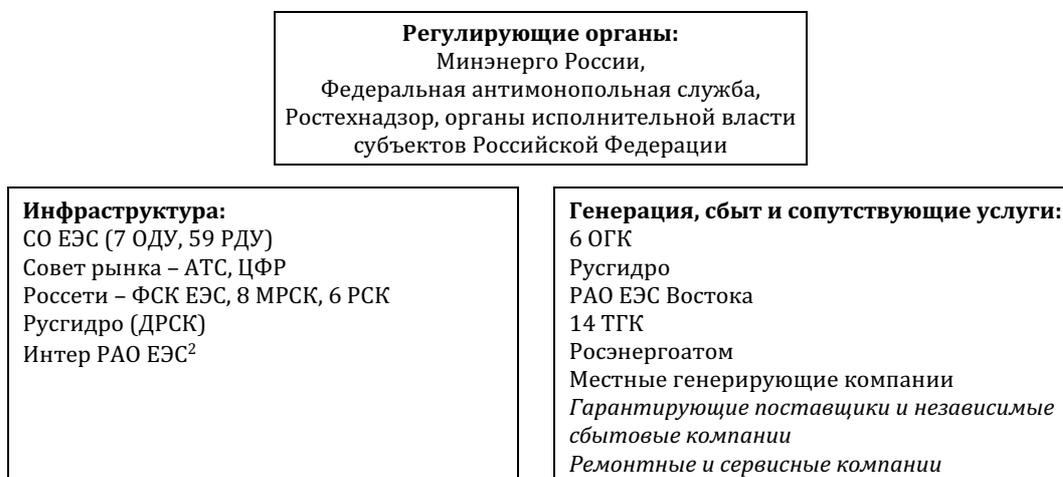


Рис. 1. Организационная структура электроэнергетики России после завершения ее реформы

² Оператор экспорта-импорта электроэнергии.

Благодаря привлечению инвестиций установленная мощность электростанций в ЕЭС России за период 2008–2019 гг. – одиннадцать лет после завершения реформы – выросла на 17%, а производство электроэнергии – на 7,4% (при росте ее потребления на 7%³). При этом в электроэнергетике страны сегодня создан резерв производственных мощностей, создающий возможности для ускоренного вывода устаревших мощностей и их модернизации без ослабления энергообеспеченности российской экономики (табл. 1) [Новак, 2013].

Таблица 1.

**Показатели роста экономики и развития электроэнергетики
Российской Федерации в 2008–2018 гг.**

Годы	Индексы физического объема ВВП РФ в % к предыдущему году	Потребление э/э, млрд кВт·ч		Индекс роста электропотребления по России, %	Производство э/э в РФ, млрд кВт·ч		Инвестиции в основной капитал производства и распределения э/э, газа и воды*, млрд руб., в факт. ценах	Вводы генерирующих мощностей по ЕЭС России, млн кВт	Установленная мощность электростанций в ЕЭС России – всего, млн кВт
		по России	по ЕЭС России		по России	по ЕЭС России			
2008	105,2	1022,7	989,7	100,0	1040,4	1006,5	617,0	1,32	210,6
2009	92,2	977,1	946,4	95,5	991,9	957,1	684,1	1,27	211,8
2010	104,5	1020,6	989,0	104,5	1038,0	1004,7	818,8	2,89	214,9
2011	104,3	1041,1	1000,1	102,0	1054,8	1019,4	1016,5	4,69	218,2
2012	103,7	1063,3	1015,7	102,1	1069,3	1032,3	1166,0	6,13	223,1
2013	101,8	1054,8	1009,8	99,2	1059,1	1023,5	1187,6	3,74	226,5
2014	100,7	1065,0	1013,9	101,0	1064,2	1024,9	1093,9	7,30	232,4
2015	97,7	1059,8	1008,2	99,5	1067,5	1026,9	917,9	4,71	235,3
2016	100,2	1077,9	1026,9	101,7	1091,1	1071,9	866,0	4,26	236,3
2017	101,8	1089,1	1039,9	101,0	1094,3	1053,9	943,7	3,61	239,8
2018	102,5	1108,1	1055,6	101,7	1115,1	1070,9	1013,0	4,79	243,2
2019	101,3	1110,1	1059,4	100,2	1121,5	1080,6	1054,2	2,97	246,3

* Данные об инвестициях в основной капитал в 2014–2018 гг. в связи с изменениями Росстатом классификации отраслей экономики РФ приводятся по отрасли «Обеспечение электроэнергией, газом и паром, кондиционирование воздуха».

Источник: официальный портал Росстата (gks.ru; rosstatistika.ru), данные ОАО «СО ЕЭС».

³ В целом по России – на 8,5%.

Краткий обзор итогов реформирования

Подводя итоги пройденного этапа реформирования российской электроэнергетики, можно отметить следующие важнейшие результаты проведенных преобразований:

- запущены и показали долгосрочную эффективность конкурентные механизмы ценообразования на электрическую энергию;
- сформированы механизмы обеспечения оперативной и балансовой надежности функционирования электроэнергетики в рыночных условиях;
- созданы предпосылки и новые механизмы привлечения инвесторов в отрасль.

Для перехода к рыночному ценообразованию проведена масштабная конкурентная реструктуризация электроэнергетики с разделением конкурентных и регулируемых видов деятельности в электроэнергетике; созданы РСВ и БР, близкие к целевой модели и моделям аналогичных зарубежных рынков; запущен первый в Европе рынок электроэнергии с узловыми ценами; с помощью инструмента регулируемых договоров обеспечен постепенный переход к новому ценообразованию; для снижения рисков потребителей при переходе к рынку введен институт гарантирующих поставщиков электроэнергии.

Для обеспечения надежного функционирования электроэнергетики при переходе к рынку функции оперативно-диспетчерского управления (по всей сложившейся диспетчерской иерархии – ЕЭС-ОЭС-региональные энергосистемы) были консолидированы в рамках единого системного оператора (ОАО «СО ЕЭС»), действующего на основании Федерального закона от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике⁴, правил технологического функционирования электроэнергетических систем⁵ и иных нормативных документов (правил, требований, методических указаний). Началось создание элементов рынков системных услуг, дающих системному оператору экономические механизмы стимулирования поставщиков системных услуг. Для формирования механизмов обеспечения балансовой надежности была сформирована нормативная база для создания системы прогнозирования и планирования развития электроэнергетики в новых условиях (постановление Правительства РФ № 823 и др.); начато регулярное выполнение прогнозных (Энергетическая стратегия, Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики) и схемных работ (Схема развития ЕЭС и ЕНЭС).

В части привлечения инвестиций в электроэнергетику в результате реформы была успешно проведена приватизация большей части тепловой электроэнергетики и проведено несколько успешных IPO; в качестве временной нерыночной меры была разработана и внедрена система регулируемых договоров на поставку мощности (ДПМ), стимулирующих ввод необходимой величины генерирующих мощностей до запуска и отладки рыночных механизмов привлечения частных инвестиций через конкурентный рынок мощности⁶; был начат эксперимент с запуском механизма регулирования сетевых компа-

⁴ Утверждены постановлением Правительства от 27.12.2004 г. № 854.

⁵ Утверждены постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 г. № 937.

⁶ В настоящее время этот механизм из временного превратился в постоянный, а направления его применения существенно вышли за рамки традиционного отбора новых генерирующих мощностей и затормозили формирование конкурентного рынка мощности.

ний на основе метода RAB, нацеленного на повышение инвестиционной привлекательности этих компаний⁷.

Проблемы и необходимость дальнейшего реформирования электроэнергетики

Беспрецедентная по сложности решаемых проблем, своим масштабам и глубине преобразований реформа электроэнергетики России, проведенная за относительно короткий период времени, не могла решить всех накопившихся проблем отрасли. Кроме того, после окончания деятельности РАО «ЕЭС России» – штаба реформ электроэнергетики страны – внедрение незавершенных компонентов реформы, ее сопровождение и дальнейшее развитие потеряли динамизм и системность, и во многих отношениях произошла деградация новой модели реформированной электроэнергетики.

Важно правильно определить первостепенные системные проблемы в электроэнергетике и тесно связанной с ней сферой централизованного теплоснабжения, чтобы планировать дальнейшие шаги по развитию реформ в электроэнергетике России и обеспечить их координацию с реформированием всего энергетического сектора страны. Среди таких важнейших проблем можно отметить следующие:

1. Неэффективность рынков:

- деградация конкурентной структуры в генерации⁸, низкий уровень конкуренции и искажение цен на оптовом рынке электроэнергии⁹;
- отсутствие единого конкурентного рынка мощности¹⁰, отказ от отбора по ЗСП, некорректный отбор старых мощностей, отказ от привлечения инвестиций в новые мощности и на модернизацию старых мощностей на рыночной основе;
- отсутствие конкуренции на розничных рынках электроэнергии и механизмов конкурентных поставок электроэнергии на локальном уровне;
- незавершенность процессов построения региональных рынков тепла, скоординированных с развитием рынка электроэнергии¹¹; фрагментарность федеральной политики в развитии рынков теплоэнергии;

⁷ Из-за непоследовательного внедрения RAB-регулирования и неполного внедрения технологии такого регулирования, используемой в лучшей мировой практике регулирования сетевых компаний, результаты этого эксперимента пока трудно признать безоговорочно успешными.

⁸ В результате слияний, ведущих к увеличению рыночной силы отдельных участников рынка.

⁹ В результате прямого вмешательства в процесс рыночного ценообразования; исключения из рыночного ценообразования большой величины генерирующих мощностей и потребительской нагрузки (население).

¹⁰ В настоящее время существует значительная разница цен между ценами дешевой «старой» мощности, не предусматривающими возмещение вложенного в сооружение этих мощностей капитала, и ценами дорогой «новой» мощности, такое возмещение предусматривающими. Кроме того, в последние годы расширяется практика использования финансового механизма централизованного оптового рынка для финансирования «непрофильных» (не имеющих отношение к рынку мощности) расходов, включая межтерриториальное перекрестное субсидирование Дальнего Востока, Крыма и Калининградской области, финансирование расходов на сооружение мусоросжигающих заводов, финансирование проектов установок с использованием ВИЭ, вклад которых в обеспечение мощности незначителен, и др. Все это ведет к завышенным ценам для покупателей оптового рынка.

¹¹ Незавершенная реформа розничных рынков и устаревшая система тарифного регулирования в регионах привели к неэффективной работе ТЭЦ – основе российской теплоэнергетики, что в

- недостаточное развитие рыночных механизмов отбора и оплаты системных услуг;
 - отсутствие рыночных механизмов поддержки инновационного развития (в сфере распределенной генерации, управления спросом и т.д.)¹²;
2. Неэффективность организации инфраструктуры:
- излишняя функциональная раздробленность федеральной инфраструктуры (СО, ФСК, Россети, АТС¹³) с неоптимальным разграничением функций и недостаточной синергией их совместной деятельности¹⁴;
 - большое число мелких ТСО с низкой надежностью и высокими затратами;
 - отсутствие организационных структур региональных рынков электроэнергии и тепла;
 - сложный узел отношений между сетевыми компаниями и энергосбытовыми компаниями, состоящий из проблем котлового тарифообразования для сетей и нечетких правил установления тарифов для сбытов, нарастающих неплатежей и числа судебных процессов между сетями и сбытами;
3. Неэффективность государственного регулирования¹⁵:
- внутренне противоречивая нормативно-методическая база регулирования без ориентации на целевое видение развития энергетики;
 - использование при регулировании предельных уровней, привязанных к инфляции, вместо учета прогнозного баланса и обоснованных затрат энергокомпаний;
 - нерациональное распределение функций госрегулирования электро- и тепло-снабжения между уровнями власти;
 - непрозрачное котловое тарифообразование в региональных сетях;

ближайшем будущем может привести к серьезным проблемам надежности энергоснабжения в регионах страны.

¹² В последнее время были приняты нормативные акты, положившие начало использованию так называемых распределенных энергетических ресурсов. В частности, можно отметить: 1) принятие поправок в ФЗ «Об электроэнергетике» в части микрогенерации, которые закрепляют понятие объекта микрогенерации и создают правовую основу для продажи владельцами объектов микрогенерации излишков произведенной электроэнергии, что, сокращая сроки окупаемости объектов микрогенерации, повышает их инвестиционную привлекательность; 2) создание нормативной основы и начало предоставления услуг по управлению спросом покупателями электроэнергии с ценозависимым потреблением и агрегаторами управления спросом на электрическую энергию в ЕЭС России (см. регламентирующие документы на сайте https://www.so-ups.ru/index.php?id=dr_doc).

¹³ Можно также в этот список добавить ПАО «Русгидро», управляющее частью федеральной электросетевой инфраструктуры в ОЭС Востока.

¹⁴ В многолетней устоявшейся мировой практике организации инфраструктуры рынков электроэнергии распространение получили две базовые организационные модели: 1) объединение Системного оператора и Оператора рынка в рамках единого оператора системы (модель ISO – independent system operator); 2) объединение Системного оператора и Сетевой компании (модель TRANSCO). Недолгий опыт использования организационно раздробленной модели в Калифорнии (системный оператор – биржа электроэнергии – операторы основной электрической сети), отчасти похожей на нашу ситуацию, был признан неудачным, и этот рынок перешел к модели ISO (CalISO).

¹⁵ Система государственного регулирования электроэнергетики не адаптировалась к работе в рыночных условиях, а ее решения часто обусловлены краткосрочными конъюнктурными целями, а не объективными экономическими принципами регулирования.

4. Незавершенная система управления развитием электроэнергетики и теплоснабжения:

- отсутствие единого целевого видения развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения, в том числе с учетом технологий нового энергетического уклада¹⁶ в ориентации на стратегию низкоуглеродного развития;
- формирование федеральных схем и программ развития без учета экономической оптимизации и ценовых ограничений;
- неотработанная технология координации схем и программ развития электроэнергетики с планами развития других объектов региональной инфраструктуры и использования потенциала распределенных энергоресурсов и ресурсов повышения энергоэффективности (методология и механизмы интегрированного ресурсного планирования – ИРП¹⁷).

Отсутствие систематической работы по рассмотрению данных проблем с поиском системных решений, улучшающих условия функционирования и развития российской электроэнергетики и рынков электроэнергии (мощности), привело к тому, что *мы потеряли из виду перспективу, куда мы движемся и куда нужно двигаться, смотрим только на короткий горизонт следующего шага.*

Хотя детальное рассмотрение мер по закреплению результатов и дальнейшему развитию реформы российской электроэнергетики не является задачей настоящей статьи, отметим важные предпосылки и требования к проведению такой работы.

Безусловной отправной точкой должна стать разработка долгосрочного **целевого видения развития энергетики**, включающего не только электроэнергетику, но и смежные с ней сектора экономики.

При разработке долгосрочного целевого видения необходимо учитывать уже наметившиеся тенденции перехода электроэнергетических систем к следующему технологическому укладу – к интеллектуальным энергетическим системам на основе сетевых инновационных технологий (Grid Edge Technologies), появление которых существенно изменит в перспективе структуру и «правила игры» на энергетических рынках и саму парадигму развития энергетики.

В рамках этого нового технологического уклада:

- стираются традиционные границы между производителями энергии, распределительными сетевыми компаниями и потребителями энергии с усложнением их взаимодействия и технологии управления единой энергосистемой;

¹⁶ Развитие распределенной сетевой и интеллектуальной энергетики с резким увеличением доли когенерации (с 30 до 70–80%), с максимальным вовлечением ВИЭ, местных и вторичных энергоресурсов, создание проьюмеров (prosumers) и их интеграция в энергосистемы.

¹⁷ Использование методологии ИРП может обеспечить большой эффект экономии инвестиционных затрат на развитие ресурсоснабжающей инфраструктуры (электро-, тепло-, газоснабжения и др.). Сейчас планы производства и потребления ресурсов не согласованы между собой, и экономический эффект от реализации отдельных программ ресурсосбережения у потребителей услуг инфраструктуры будет либо минимальным, либо вообще будет отсутствовать, поскольку ресурсоснабжающие компании независимо от возможностей повышения эффективности использования ресурсов потребителями реализуют свои инвестиционные программы и предъявляют к оплате потребителям стоимость введенной избыточной инфраструктуры. Также механизмы ИРП дадут возможность встроить в процесс конкурентного отбора инвестиционные проекты, например, проекты сооружения объектов распределенной (малой) генерации, а в дальнейшем и других распределенных энергетических ресурсов.

- *растет количество активных потребителей, гибко меняющих режимы потребления и самостоятельно определяющих условия своего энергоснабжения (в том числе требования к надежности и качеству, выбор источников энергоснабжения), и потребителей-производителей (prosumers) энергии, продающих избытки энергии в общую сеть;*
- *значительно расширяется использование экономически эффективных распределенных энергетических ресурсов (включая установки местной распределенной генерации). Приближение производства энергии к потреблению снижает затраты на транспорт энергии и потери в сетях. Когенерация и тригенерация значительно повышают эффективность использования топлива;*
- *кардинально меняется роль и принципы построения распределительных систем, которые приобретают черты системообразующего электросетевого комплекса для обеспечения активного спроса (концепции микроэнергосистем и микрогридов). На базе новых технологических возможностей создаются платформы для интеграции и торговли распределенными энергетическими ресурсами;*
- *происходит интеграция систем электро-, тепло-, газо-, хладоснабжения в единую энергетическую метасистему, базирующуюся на инновационных технологиях и интеллектуализации [Воропай и др., 2017].*

Необходимо будет провести согласование различных долгосрочных общественных интересов в отношении будущей энергетики страны и закрепить его официально, например, в Энергетической стратегии страны. Базовыми идеями целевого видения должны стать идеи повышения энергетической, экологической и экономической эффективности энергоснабжения, минимизации углеродного следа, максимально возможного вовлечения распределенных энергетических ресурсов, цифровизации, а также интеграции и совместной оптимизации развития электроэнергетики, теплоснабжения и газоснабжения – главным образом за счет сокращения потерь, оптимизации балансов, роста когенерации и технологической модернизации, масштабного внедрения возобновляемой энергетики.

Переход энергетики от существующего состояния к целевому видению должен быть организован как единый комплексный проект, включающий основные и обеспечивающие направления.

Среди основных направлений можно отметить:

- реализацию проектов распределенной генерации, локальных сетей интеллектуальных энергосистем, соответствующих целевому видению, за счет привлечения инвестиций на коммерческой основе;
- реализацию проектов модернизации исторической инфраструктуры и планомерный вывод из эксплуатации неэффективных и не соответствующих целевому видению объектов централизованной энергетики (генерирующих и сетевых объектов) для адаптации энергетической инфраструктуры к новым условиям;
- демпфирование социальных проблем переходного периода (компенсацию временного повышения тарифной нагрузки для социально чувствительных потребителей, минимизацию перекрестного субсидирования и его замену на бюджетное субсидирование и др.).

Обеспечивающие направления, ориентированные на решение системных проблем энергетики, включают в себя:

- развитие рынков;
- реорганизацию и развитие обеспечивающей инфраструктуры на основе методологии интегрированного ресурсного планирования;
- развитие институтов и механизмов регулирования, нормативной базы.

По каждому направлению нужны целевые показатели и сроки их достижения.

Эти дальнейшие шаги по реформированию электроэнергетики России были бы невозможны без той гигантской работы по реформе отрасли, которая была проделана в 1998–2008 гг., и по масштабу и сложности они сопоставимы с проведенной реформой. Но чтобы не отставать от требований времени, новых требований к технологическому и экономическому развитию отрасли, нужно двигаться дальше. Дальнейшее развитие моделей энергетических рынков в новых технологических условиях невозможно без активного и заинтересованного участия потребителей. Реформа РАО «ЕЭС России» и либерализация цен на электроэнергию «разбудила» потребителей. На следующем этапе реформы именно потребители должны стать движущей силой и стоять в центре реформы, а не только отраслевые интересы и представляющие их организации энергетического сектора.

* *

*

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Воропай Н.И., Паламарчук С.И., Стенников В.А., Головщиков В.О. Доклад на энергетической конференции ИНИП РАН 7–8 ноября 2017 г. «Рынки электрической и тепловой энергии: проблемы, вызовы, тенденции».

Дьяков А.Ф. Основные направления развития энергетики России // Теплоэнергетика. 1991. № 8. Инвестиции в России 2017. М.: Росстат, 2017.

Кожуховский И.С., Басов В.П. Формирование рыночных механизмов развития когенерации в России // Экономические проблемы энергетического комплекса / под ред. А.С. Некрасова. М.: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2011.

Кожуховский И.С. Ключевые результаты реформы электроэнергетики и новые вызовы // Информационно-аналитический журнал «Региональная энергетика и энергосбережение». 14 июня 2018. (<https://energy.s-kon.ru/i-s-kojuchovskii-klyuchevie-rezultati-reformi-elektroenergetiki-i-novie-vizovi/>)

Новак А.В. Доклад Министра энергетики РФ на парламентских слушаниях в Госдуме РФ 6 октября 2013 г. «Анализ итогов реформирования РАО «ЕЭС России» и эффективность деятельности созданных на его основе структур». (minenergo.gov.ru/node/3384)

Основы современной энергетики. 4-е изд., в 2-х т. / под общ. ред. Е.В. Аметистова. М.: Изд. МЭИ, 2016.

Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. М.: ИНЭИ РАН. Московская школа управления СКОЛКОВО, 2019.

Промышленное производство в России. М.: Росстат, 2016.

Российский статистический ежегодник 2010. М.: Росстат, 2010.

Россия в цифрах 2019. М.: Росстат, 2019.

Уринсон Я.М. Перспективы энергетики в экономике России // Вопросы регулирования ТЭК: Регионы и Федерация. 2000. № 3–4.

Уринсон Я.М. РАО «ЕЭС России» – итоги развития и перспективы реформирования // Экономика России: XXI век. 2003. № 10.

Уринсон Я.М. РАО «ЕЭС России» – открытая компания: инфляция, тарифы, инвестиции // Энергия России. 2006. № 12.

Чубайс А.Б. Реформа российской электроэнергетики: десять лет спустя // Вопросы экономики. 2018. № 8.

Экономика и управление в современной электроэнергетике России / под ред. А.Б. Чубайса. М.: НП «КОНЦЕЭС», 2009.

The Russian Electricity Reform: Achievements and Unresolved Issues

Jakov Urinson¹, Igor Kozhukhovski², Igor Sorokin³

¹ National Research University Higher School of Economics,
11, Pokrovskiy Blvd, Moscow, 109028, Russian Federation.
E-mail: jakov.urinson2010@yandex.ru

² Russian Energy Agency,
105/1, Mira Prospekt, Moscow, 129085, Russian Federation.
E-mail: is.kozh@mail.ru

³ Russian Energy Agency,
105/1, Mira Prospekt, Moscow, 129085, Russian Federation.
E-mail: isso.apbe@mail.ru

This paper aims at analysis of drivers, features and achievements of the large-scale reform of the Russian electric power sector accomplished during the period 1998–2008. The analysis includes main tasks completed at each phase of the reform – starting from preliminary phase devoted to improving operational efficiency of subsidiaries of the Holding company RAO UES of Russia (the first phase) to competitive restructuring of the Holding company and starting the mechanism of wholesale electricity and capacity markets (the second phase). The major unresolved issues of the reform were analyzed, as well as problems of maintaining dynamism and consistency in the further steps of the reform implementation and partial deterioration of the reform environment following the abolishment of the RAO UES of Russia – the Electricity reform Headquarters in the country were pointed out.

We noted the importance of further steps to complete the electricity reform in Russia based on clear long-term vision of the technological development of the electricity sector, taking into account modern tendencies in transition towards intelligent energy systems. These tendencies may lead to the profound changes in the electricity market structure and rules, as well as to the new paradigm for development of the electricity sector.

Important recommendations on mechanisms of transition from the current state of the electric power sector towards its future vision were formulated, as part of a holistic project approach.

It was emphasized that it is electricity consumers who has to be the major driving forces in the forthcoming phase of the electricity reform.

Key words: electric power sector; reforming; electricity market; restructuring; pricing; attracting investment.

JEL Classification: L43, L44, L94, N7, P41.

* *
*

References

- Chubais A. (2018) Reforma rossiiskoi elektroenergetiki: desiat let spustia [Russian Electric Power Industry Reform: 10 Years Later]. *Voprosy Ekonomiki*, 8.
- Dijakov A.F. (1991) Osnovnye napravleniya razvitiya energetiki Rossii [Basic Directions of the Russian Electric Power Sector Development]. *Termal Engineering*, 8.
- Economica i upravlenie v sovremennoi elektroenergetike Rossii* (2009) [Economics and Management of the Modern Electric Power Sector of Russia] (ed. A.B. Chubais). NP "KONT's EES".
- Federal State Statistics Service (2010) *Russian Statistical Yearbook – 2010*. Moscow.
- Federal State Statistics Service (2019) *Russia in Numbers – 2019*. Moscow.
- Federal State Statistics Service (2017) *Investments in Russia – 2017*. Moscow.
- Federal State Statistics Service (2016) *Industrial Production in the Russian Federation*. Moscow.
- Kozhukhovskii I., Basov V. (2011) Formirovanie rynochnykh mekhanizmov razvitiya kogeneratsii v Rossii [Building Market Mechanisms for Co-generation Systems Development in Russia]. *Economicheskie problemy energeticheskogo kompleksa* (ed. A.S. Nekrasov). The Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences.
- Kozhukhovskii I. (2018) Kliuchevye rezultaty reformy elektroenergetiki i novye vyzovy [Key Results of the Electric Power Sector Reforming and the New Challenges]. *Regionalnaia energetika i energosberezhenie*. Available at: <https://energy.s-kon.ru/i-s-kozhukhovskii-klyuchevie-rezultati-reformi-elektroenergetiki-i-novie-vizovi/>
- Novak A. (2013) The Report of the Russian Energy Minister before the State Duma (public hearings held on 6 October 2013). *Analiz itogov reformirovaniia RAO EES Rossii i effektivnost deiatelnosti sozdannykh na ego osnove kompanii* [Analysis of the Reforming Results of RAO UES of Russia and Effectiveness of the Companies Created on the Basis of its Divested Assets]. Available at: minenergo.gov.ru/node/3384
- Osnovy sovremennoi energetiki* (2016) [The Foundations of the Modern Electric Power Sector] (ed. V. Ametistov). 4th ed. Vol. I and II, Moscow Electric Engineering Institute.
- Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii* (2019) [Projections of the World and Russia Energy Sector Development] (eds. A.A. Makarov, V.A. Mitrova, V.A. Kulagin). Moscow School of Management SKOLKOVO.
- Urinson J. (2000) Perspektivy enegitiki v economike Rossii [Prospects for the Electric Power Sector in the Russian Economy]. *Voprosy regulirovaniya TEK: Regiony i Federaciya*, 3–4.
- Urinson J. (2003) RAO EES Rossii – itogi razvitiya i perspektivy reformirovaniya [RAO UES of Russia – Interim Results and Reforming Prospects]. *Economica Rossii – XXI vek*, 10.
- Urinson J. (2006) RAO EES Rossii – otkrytaya kompaniia: inflaytsiya, tarify, investitsii [RAO UES of Russia – Transparent Company: Inflation, Tariffs, Investments]. *Energiya Rossii*, 12.
- Voropai N., Palamarchuk S., Stennikov V., Golovshchikov V. (2017) *Rynki elektricheskoi i teplovoi energii: problemy, vyzovy, tendentsii* [Electricity and Heat Markets: Problems, Challenges, Tendencies] Report to the Energy Conference organized by the Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences on 7–8 November 2017.