



Некоммерческое партнерство
**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**



Основана в 1724 году

Российская Академия Наук
Научный Совет по проблемам
надежности и безопасности больших
систем энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель Секции энергетики
Отделения энергетики,
машиностроения,
механики и процессов управления РАН,
академик РАН

О.Н. Фаворский

УТВЕРЖДАЮ

Председатель Научного Совета РАН
по проблемам надёжности и
безопасности больших систем
энергетики,
Председатель Научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»,
член-корреспондент РАН,
д.т.н., профессор

А.Ф. Дьяков

«27» апреля 2013 г.

ПРОТОКОЛ

Совместного заседания

Бюро Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов
управления РАН,

Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших
систем энергетики и

Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»

по теме: **«Оценка состояния рынка электроэнергии и пути его
совершенствования»**

«18» апреля 2013 года

№ 3/13

г. Москва

Присутствовало: 72 чел.

Со вступительным словом выступил

Председатель научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **А.Ф.Дьяков**.

В своём вступительном слове **А.Ф. Дьяков** сказал следующее.

Электроэнергетика — это основа экономического развития страны, жизнеобеспечивающая отрасль. Для устойчивого развития производительных сил страны необходимо постоянно обеспечивать опережающие темпы развития генерирующих мощностей и электрических сетей. Электроэнергия должна поставляться надёжно, быть доступной и оптимально дешёвой.

Но сегодня положение с рынком электроэнергии вызывает серьёзную тревогу: при постоянном росте тарифов на электроэнергию идёт сдерживание развития генерирующих мощностей и электрических сетей, а объёмы оборудования, выработавшего свой ресурс, не уменьшаются, а по многим позициям — растут. Почему положение на рынке электроэнергии только ухудшается? Почему постоянно растут тарифы на электрическую и тепловую энергию?

На нашем совместном заседании мы должны дать ответ на эти вопросы. Рынок — это конкуренция. А есть ли на самом деле конкуренция на оптовом и розничном рынках в нашей стране? Что даёт спотовый рынок — рынок на сутки вперёд — для сдерживания тарифов на электрическую энергию?

Каждые три года Мировой Энергетический Совет (МИРЭС) организует Всемирный Конгресс. Всемирный Конгресс является главным международным форумом в области энергетики, а для его участников — это уникальная возможность понять проблемы энергетики в других странах и на основе опыта этих стран скорректировать направления развития электроэнергетики в своей стране.

Так, на Всемирном Конгрессе в г. Монреале (Канада) в сентябре 2010 г. было особо отмечено, что «глубокая либерализация рыночных отношений в электроэнергетике себя не оправдала». Было подчёркнуто, что для создания конкурентного рынка электроэнергии необходим резерв по генерации мощности не менее 40 % и по перетокам мощности — не менее 30 %». В нашей стране эти условия не выполняются.

На нашем заседании двух Советов — Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» совместно с Бюро Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН — мы должны заслушать три доклада: первый — «Проблемы электроэнергетических рынков в России и возможные пути их решения на основе модели «Единый покупатель», подготовленный Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, второй — «О необходимости преобразования рыночных отношений в электроэнергетике России», подготовленный Подкомитетом по тарифной политике, энергосбережению и энергоэффективности Торгово-промышленной палаты РФ и третий — «Тарифная политика в электроэнергетике и её влияние на экономику России», подготовленный ОАО «Институт

микроэкономики». Прошу докладчиков в своих выступлениях осветить перечисленные выше проблемы и дать ответ: как в дальнейшем развиваться рынку электроэнергии в России.

С докладами выступили:

1. Директор ИСЭМ СО РАН, член-корр. РАН, д.т.н., профессор **Н.И. Воропай**.

«Проблемы электроэнергетических рынков в России и возможные пути их решения на основе модели «Единый покупатель» (доклад подготовлен коллективом ИСЭМ СО РАН в составе Н.И. Воропай, Л.С. Беляев, И.С. Большаков, С.В. Подковальников).

2. Председатель Подкомитета по тарифной политике, энергосбережению и энергоэффективности Торгово-промышленной палаты РФ, советник ЗАО «ОМК» по энергетике, профессор, **Г.П. Кутовой**.

«О необходимости преобразования рыночных отношений в электроэнергетике России».

3. Заместитель директора по науке ОАО «Институт микроэкономики», д.э.н., профессор **А.И. Кузовкин**.

«Тарифная политика в электроэнергетике и её влияние на экономику России».

Ниже представлено содержание докладов.

1. «Проблемы электроэнергетических рынков в России и возможные пути их решения на основе модели «Единый покупатель» (докладчик — **Н.И. Воропай**).

Задачи структурного реформирования электроэнергетики России и либерализации электроэнергетических рынков были сформулированы в постановлении Правительства РФ от 11.07.2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» и закреплены Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

В 2008 г. ликвидировано РАО «ЕЭС России», сформированы оптовые и территориальные генерирующие компании (на базе тепловой генерации), ОАО «РусГидро» и государственная компания, объединяющая АЭС, федеральная и межрегиональные сетевые компании, в настоящее время объединяемые в ОАО «Российские сети», сбытовые компании, в том числе гарантирующие поставщики (ГП).

Несколько ранее были выделены ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Администратор торговой системы» (АТС). Образованы другие организации, связанные с выполнением различных функций в электроэнергетике.

К началу 2011 г. завершены структурная реформа отрасли и либерализация генерирующего сектора электроэнергетического рынка.

Однако результаты реформы не удовлетворяют полностью ни одну из групп субъектов отношений в электроэнергетике: государство, генерацию, сети, сбыт и потребителей.

Основные проблемы заключаются в следующем:

- необеспеченность инвестициями развития генерирующих мощностей;

- деградация комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ;
- проблема убыточности территориальных генерирующих компаний;
- снижение надёжности энергетических объектов и систем;
- резкое повышение цен на электроэнергию;
- неполнота и неэффективность нормативно-правового обеспечения развития и функционирования электроэнергетики.

Сложившаяся система управления развитием электроэнергетики включает в себя разработку на государственном уровне стратегии, программы и схемы развития электроэнергетики и электроэнергетических систем (ЭЭС), а на уровне энергокомпаний — инвестиционные программы и проекты.

Обеспечению вводов новых генерирующих мощностей должны способствовать механизм гарантирования инвестиций (МГИ), договоры о предоставлении мощности (ДПМ) и долгосрочный рынок мощности (ДРМ). Однако при использовании этих механизмов возникает ряд проблем.

МГИ ограничен по масштабам своего действия, дополняя ДРМ только в случаях, когда не обеспечиваются необходимые вводы генерирующих объектов, финансово непривлекательных для частных инвесторов, но имеющих важное социально-экономическое значение. В условиях финансово-экономического кризиса МГИ не в состоянии обеспечить гарантированное развитие генерирующих мощностей, имеющих социально-экономическое значение.

Механизм ДПМ — не рыночный, он основан на обязательствах перед государством оптовых генерирующих компаний (ОГК) и территориальных генерирующих компаний (ТГК). Не решаются проблемы развития генерирующих объектов на базе инновационных технологий. По мере исполнения обязательств механизм ДПМ исчерпывает себя. В условиях финансово-экономического кризиса ДПМ не способны обеспечить гарантированное развитие генерирующих мощностей.

Концепция российского ДРМ не имеет аналогов за рубежом. Она не исследована теоретически и не апробирована практически.

Рынки мощности имеются только в США, в частности, на рынке PJM. Однако рынок PJM имеет следующие принципиальные отличия от российского:

- на рынке PJM торгуют в основном ПГУ и ГТУ, а у нас дополнительно включены КЭС на угле, ТЭЦ, ГЭС, АЭС;
- электроснабжающие организации обязаны закупать мощность, необходимую для прогнозируемого прироста нагрузки потребителей;
- эти прогнозы приростов нагрузки и распределение приростов между электроснабжающими организациями осуществляет системный оператор.

Взамен ДРМ сейчас предлагаются двусторонние долгосрочные договоры на поставку электроэнергии.

Четырёхлетняя перспектива при проведении конкурентного отбора мощности (КОМ) не охватывает инвестиционный цикл электростанций, который по времени значительно больше. Не очевидно, что в результате проведения КОМ будет обеспечено формирование оптимальной структуры генерирующих

мощностей ЭЭС. ДРМ слабо стимулирует инновационное развитие генерации. Имеют место проявления рыночной власти.

Другие проблемы регулирования развития электроэнергетики:

- недостаточная координация инвестиционных программ (федеральных, региональных, отраслевых);
- нет общественной экспертизы инвестиционных программ;
- слабая увязка верхнего (государственные программы) и нижнего (инвестиционные программы энергокомпаний) уровней системы управления развитием электроэнергетики;
- недостаточная увязка системы управления развитием электроэнергетики с национальной инновационной системой для обеспечения модернизации отрасли;
- непрозрачны и неквалифицированы процедуры отбора подрядчиков и поставщиков оборудования;
- нет правовых норм привлечения средств потребителей (софинансирования) с закреплением за ними прав собственности;
- недостаточные механизмы стимулирования модернизации генерирующего и электросетевого оборудования;
- недофинансирование инвестиций и ремонтов привело к критическому износу оборудования.

Среди факторов снижения надёжности в электроэнергетике необходимо отметить:

- дефицит инвестиций и старение электроэнергетического оборудования;
- неудовлетворительная система поддержания надёжности действующего оборудования, в том числе:
 - неэффективность выделения самостоятельных ремонтных компаний;
 - отсутствие единой и полной информационной базы и единого органа, ответственного за эту базу;
 - отсутствие критериев оценки технического состояния оборудования;
 - утрата ответственности за обеспечение надёжности на территории;
- неполнота и противоречивость системы национальных стандартов, технических регламентов и стандартов организаций;
- неудовлетворительная кадровая политика в отрасли.

Усугубляется несовершенство и несогласованность функционирования оптового и розничных рынков электроэнергии:

- сохраняется перекрёстное субсидирование видов деятельности и групп потребителей;
- происходит концентрация собственности в генерации, сбыте, топливоснабжении, что ухудшает конкурентный климат;
- не существуют механизмы «вытеснения» с рынка неэкономичных электростанций;

- имеют место сложность и дороговизна вывода потребителей на оптовый рынок электроэнергии.

Отпуск тепловой энергии с ТЭЦ — наиболее эффективных генераторов — неуклонно снижается. Крупные промышленные потребители переходят на собственные локальные источники тепловой энергии. Выработка ТЭЦ замещается менее эффективными котельными малой мощности.

Перекосы в построении оптового и розничных рынков электроэнергии привели к тому, что практически все ТГК Сибири в 2011 г. реализовали электроэнергию с убытками, в то время как ОГК на протяжении последних лет работают с прибылью. Предпринятая в середине 2011 г. попытка изменить правила работы оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) привела не к снижению цен на электроэнергию, а, наоборот, к их повышению.

Отмеченные проблемы свидетельствуют о неудачной организационной структуре электроэнергетики и неэффективности принятой модели рынка электроэнергии в России.

Провал в организации эффективного рынка электроэнергии в России объясняется тем, что при его построении не были учтены следующие особенности торговли электроэнергией:

- на рынке электроэнергии не выполняются почти все условия (требования) совершенной конкуренции, и невозможно создать такие условия;
- объективно присущий электроэнергетическим системам «эффект масштаба» теряется при организационном расчленении этих систем;
- характеристики средних удельных краткосрочных и долгосрочных издержек генерации электроэнергии принципиально отличаются от таких же характеристик «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике;
- спотовый рынок электроэнергии не подаёт правильные ценовые сигналы для увеличения объёмов производства электроэнергии и расширения рынка;
- основной эффект от либерализации торговли электроэнергией достигается на оптовом рынке, а возможный эффект от конкуренции на розничных рынках заведомо ниже затрат на их организацию и функционирование;
- конкурентный спотовый (на сутки вперёд) оптовый рынок электроэнергии выгоден лишь производителям электроэнергии, но невыгоден потребителям.

Существуют четыре основные модели организации рынка электроэнергии

Модель 1 — Регулируемая естественная монополия

Вертикально-интегрированная компания охватывает все сферы производства, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии на определённой территории. Эта компания несёт ответственность за надёжное электроснабжение потребителей на закреплённой за ней территории. Строительство новых электростанций и линий электропередачи (ЛЭП) и их модернизация финансируются путём включения в тарифы потребителей

инвестиционной составляющей. Инвестиции делятся на всю потребляемую электроэнергию.

Цены (тарифы) на поставляемую вертикально-интегрированной компанией электроэнергию регулируются государственными органами. Тарифы потребителей устанавливаются регулирующим органом на уровне средних издержек компании с добавлением инвестиционной составляющей и нормальной прибыли. Если тарифы назначаются на длительный срок (3 – 5 лет), то у компании есть стимул и время для снижения издержек и получения дополнительной прибыли.

Основным недостатком модели 1 считается необходимость государственного регулирования, которое не всегда бывает эффективным. При эффективном государственном регулировании тарифы потребителей при данной модели рынка будут минимально возможными.

В настоящее время регулируемые монополии сохранились в примерно половине штатов США и почти всех (кроме двух) провинциях Канады, в Японии, Франции и многих развивающихся странах.

Модель 2 — Единственный покупатель

Сфера генерации отделяется от других видов деятельности и разделяется на несколько независимых (финансово самостоятельных) электрогенерирующих компаний (ЭГК). ЭГК конкурируют между собой за поставку электроэнергии единому Закупочному агентству.

Электричество у действующих и новых производителей покупается по долгосрочным регулируемым договорам.

По отношению к потребителям Закупочное агентство по-прежнему является монополистом. Для потребителей цены всех производителей усредняются, что обеспечивает их низкий уровень.

Деятельность Закупочного агентства регулируется государством, включая назначение цен (тарифов) на электроэнергию, покупаемую у производителей и продаваемую потребителям.

Сохраняются возможность централизованного планирования и финансирования развития ЭЭС, а также оптимизации режимов по критерию минимума переменных издержек. На строительство новых электростанций проводятся конкурсы, причем инвесторам, выигравшим конкурс, государство гарантирует возврат инвестиций за счёт более высоких цен, закладываемых в договоры.

Модель «Единственный покупатель» реализована в настоящее время на рынках электроэнергии Китая, Южной Кореи, Индии и ряда других стран. В 1990-е годы по этой модели был организован российский Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), а роль Закупочного агентства выполнял Расчётно-диспетчерский центр.

Модель 3 — Конкуренция на оптовом рынке

Цены оптового рынка становятся свободными, оптовый рынок организуется как спотовый рынок электроэнергии (рынок на сутки вперёд), цена на котором формируется на основе спроса-предложения.

Теперь ЭГК конкурируют между собой за поставку электроэнергии сбытовым компаниям.

Вместо Закупочного агентства создаётся специализированная рыночная структура — Коммерческий оператор спотового рынка. Прекращается усреднение цены на электроэнергию ЭГК для потребителей.

Возможны двусторонние долгосрочные договоры (на 1 – 3 года) между производителями (ЭГК) и сбытовыми компаниями.

Разделяются по видам деятельности транспорт, распределение и сбыт электроэнергии: создаются транспортно-сетевые компании (ТСК), территориальные распределительно-сбытовые компании (РСК). В дополнение к рынку электроэнергии создаются рынки мощности, системных услуг, «деривативов».

Основные недостатки модели 3:

- резкий рост оптовых цен на электроэнергию с уровня средних до предельных цен спотового рынка (цены самого дорогого производителя в данной группе точек поставки электроэнергии);
- прекращение государственного регулирования оптовых цен приводит к формированию олигополии производителей;
- появление дефицита генерирующих мощностей вследствие образования ценового барьера для новых производителей, издержки которых выше, чем у действующих производителей за счёт инвестиционной составляющей;
- снижение надёжности электроснабжения.

Рынки электроэнергии по модели 3 организованы в Чили, штате Калифорния США, Бразилии, Аргентине и ряде других стран. После организации рынка электроэнергии по модели 3 в Калифорнии, Бразилии и Аргентине произошли кризисы и аварии в электроснабжении, заставившие отказаться от конкурентного оптового рынка и вернуться к регулированию цен.

Модель 4 — Конкуренция на оптовом и розничных рынках

Распределение и сбыт электроэнергии разделяются: образуются регулируемые распределительные (сетевые) компании и множество независимых сбытовых компаний (СК).

Создаются розничные рынки электроэнергии со свободными ценами. Потребители получают право выбора поставщика, включая непосредственный выход на оптовый рынок, минуя сбытовую компанию, или даже заключение договоров с генерирующими компаниями.

В модели 4 сохраняются все недостатки модели 3. Однако организация конкурентных розничных рынков заведомо экономически невыгодна, так как издержки в сфере сбыта составляют лишь около 5 % общих издержек в ЭЭС. Возможное их снижение за счёт организации конкуренции на розничном рынке (на 10 – 20 %) представляет ничтожную величину, гораздо меньшую, чем затраты на создание и поддержание инфраструктуры рынков и содержание множества сбытовых компаний.

В числе стран, где организованы рынки электроэнергии по модели 4 — страны Западной Европы, треть штатов США, две провинции Канады, Австралия. Во всех этих странах прекратилось строительство капиталоемких ГЭС, АЭС и КЭС на угле, строятся только ПГУ и ГТУ на дешёвом природном газе. Резко сократилось сетевое строительство.

Результаты реформирования электроэнергетики США и Канады, опыт стран с регулируемыми и конкурентными рынками электроэнергии показывает недостатки электроэнергетических рынков со свободной конкуренцией и глубокой дезинтеграцией структуры электроэнергетики.

В то же время, имеются положительные примеры эффективной работы регулируемых рынков электроэнергии, в частности на основе модели «Единый покупатель», например, в Китае.

Модель «Единый покупатель» — один из видов несовершенного рынка (монопсония). На рынке «Единый покупатель» конкурируют между собой производители, и это выгодно потребителям. А торговля при этом по долгосрочным регулируемым договорам гарантирует производителей от убытков, а потребителей — от необоснованного повышения цен.

Рынок электроэнергии, построенный по модели «Единый покупатель», устраняет одно из главных противоречий (пороков) свободного конкурентного рынка электроэнергии, которое заключается в том, что при ценах на рынке, соответствующих издержкам действующих электростанций, новые электростанции не смогут окупить инвестиции и, поэтому строиться не будут, что приведет к дефициту мощностей. Либо же нужно поднять цены до «инвестиционного» уровня, и тогда действующие электростанции будут получать сверхприбыли в ущерб потребителям.

На рынке «Единый покупатель» при регулируемых договорах повышенные цены, окупающие инвестиции, будут получать только новые производители, и средневзвешенный оптовый тариф будет минимально необходимым для обеспечения развития ЕЭС России.

С частными тепловыми электростанциями, входящими в ОГК, никаких преобразований не потребуется. Нужно только возобновить регулирование их тарифов, как это было в 90-е годы. Теперь, когда ОГК стали частными и независимыми становится возможным создать настоящий рынок «Единый покупатель» с конкуренцией между производителями за продажу своей электроэнергии «Закупочному агентству».

С учетом специфики электроэнергетики и ЕЭС России можно сформулировать основные мероприятия по формированию оптового рынка «Единый покупатель».

а) В части реорганизации розничных рынков электроэнергии и трансформации роли ТЭЦ на оптовом рынке основаниями для возможных решений являются:

- неэффективность работы ТЭЦ на оптовом рынке при существующей его модели;

- целесообразность согласованного регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию;
- неэффективность свободной конкуренции на розничных рынках электроэнергии;
- необходимость в компании, ответственной за электро- и теплоснабжение региона;
- целесообразность согласования рыночных правил с физическими законами в электроэнергетике.

С учетом этого возможны следующие альтернативные решения:

- перевод ТЭЦ на регулируемые розничные рынки электроэнергии на обслуживаемой соответствующей ТГК территории при участии в оптовых рынках излишками электроэнергии и сохранении действующей организационной структуры;
- формирование вертикально-интегрированных компаний для электро- и теплоснабжения потребителей на обслуживаемой территории при их участии в оптовых рынках излишками электроэнергии.

б) В части реорганизации оптового рынка электроэнергии основаниями для возможных решений являются:

- удовлетворительная работа ОГК, атомной и гидрогенерации на оптовом рынке при существующей его модели;
- наличие ценовых барьеров для введения новых генерирующих мощностей при свободной конкуренции на маргинальном принципе ценообразования;
- необходимость обеспечения управления оптовым рынком «Едиственный покупатель».

Целесообразные решения состоят в следующем:

- сохранение структуры и собственников ОГК, атомной и гидрогенерации;
- введение регулирования на оптовом рынке на основе средних цен предложения при обеспечении конкуренции производителей электроэнергии;
- электроэнергия у действующих и новых производителей покупается по долгосрочным регулируемым договорам;
- создание Федеральной электроэнергетической управляющей компании (ФЭУК), выполняющей функции «Закупочного агентства» на оптовом рынке электроэнергии.

в) В части инвестирования развития электроэнергетики целесообразна реализация следующих положений:

- инвестирование осуществляется на основе *перспективных планов и программ*, разрабатываемых ФЭУК с участием проектных и научно-исследовательских организаций, согласовываемых с Минэнерго России и утверждаемых Правительством РФ;
- инвестируются объекты, строящиеся как *частными инвесторами* (с гарантированием возврата инвестиций), так и *за счет государства*;

- для финансирования развития электроэнергетики создается *внебюджетный Фонд развития электроэнергетики (ФРЭ)*;
- главным источником формирования ФРЭ является *инвестиционная составляющая в тарифах для всех потребителей*. Другими источниками могут быть *федеральный бюджет, взносы крупных потребителей* и др.;
- государством формируются действенные механизмы стимулирования модернизации электроэнергетического оборудования.

Необходимые решения по модернизации структуры электроэнергетики и правил электроэнергетических рынков требуют детальных исследований с целью оценки их эффективности.

2. «О необходимости преобразования рыночных отношений в электроэнергетике России» (докладчик — Г.П. Кутовой)

В настоящее время анализу сложившейся ситуации в отечественной экономике и роли государственной ценовой политики, в частности, в электроэнергетике, посвящено много продуктивных исследований, среди которых следует отметить работы Национального института развития при отделении общественных наук РАН, Института энергетических исследований РАН, Торгово-промышленной палаты РФ, МГУ им. М.В. Ломоносова и ряда других организаций и отдельных учёных.

Во всех исследованиях на эту тему в разной постановке звучит проблемный вопрос — каков выход из парадоксальной ситуации в нашей рыночной экономике, когда в реформированной и приватизированной электроэнергетике, сферы генерации и сбыта которой законодательно переведены в условия свободной конкуренции, цены только растут и для промышленности уже превысили аналогичные показатели конкурентов в развитых зарубежных странах?

Эти обстоятельства обуславливают предпринимателей рассматривать варианты строительства собственной генерации или рассматривать возможность организации промышленного бизнеса в зарубежных странах (вывоз капитала), где стоимость энергоресурсов для промышленности существенно ниже.

Однозначного простого ответа на этот вопрос получить нельзя, т. к. это проблема — системная, и решать её нужно методом декомпозиции с применением алгоритмов программно-целевого государственного управления, не полагаясь только на обветшавший за последние 20 лет принцип — «рынок сам всё отрегулирует».

Рынок, наверное, когда-нибудь и сможет всё решить, но у отечественной экономики нет времени для промедлений, т. к. отечественная промышленность стремительно теряет конкурентные преимущества практически на всех товарных рынках.

После вступления нашей страны в ВТО в августе 2012 г. жизнь диктует необходимость принятия безотлагательных решений во всех сферах повышения эффективности материального производства. В этих условиях определяющую функцию выполняет государственная ценовая политика во всех видах деятельности электроэнергетики.

Цена всегда выступала как универсальный показатель сбалансированности экономических интересов производителей и потребителей товаров и услуг по критерию «цена — качество» при обеспечении их законных прав. Именно обеспечение законных прав всех субъектов хозяйственной деятельности в сферах производства продукции, её транспорта и распределения, сбыта и потребления является прерогативой государственного (прямого или косвенного) регулирования, в чём заинтересованы все субъекты торгово-экономических отношений.

В электроэнергетике, которая представляет собой сложнейшую человеко-машинную систему и которая обеспечивает энергией все сферы человеческой деятельности, ценовая политика государства с обеспечением законных прав потребителей и производителей является определяющей при решении всех социально-экономических задач нашего государства.

Именно поэтому цены на электроэнергию и тепло для конечных потребителей постоянно находятся в поле зрения Правительства РФ, которое серьёзно обеспокоено постоянным ростом цен (тарифов) и вынуждено принимать меры «ручного» управления, к сожалению, нерыночного свойства, ограничивая предельный уровень роста цен (тарифов) в социальной сфере, вводя обязательные платежи по договорам поставки мощности и утверждая завышенные инвестиционные программы строительства энергетических мощностей и электросетевого комплекса.

Сдерживание роста цен (тарифов) для социального сектора при этом обеспечивается тем, что все ценовые и инвестиционные риски возлагаются на крупную промышленность в виде перекрёстного субсидирования. Так, объёмы перекрёстного субсидирования в электроэнергетике в 2012 г. составили около 550 млрд руб., в том числе перекрёстное субсидирование тарифов для населения уже достигло 220 млрд руб. в год, что более чем в 3,5 раза больше аналогичного показателя в 2004 г.

В очередной раз вопросы ценообразования на электроэнергию на региональных (розничных) рынках стали предметом обсуждения на совещании у Первого заместителя Председателя Правительства РФ **И.И. Шувалова** в ноябре 2012 г., на котором было поручено Минэнерго России (**А.В. Новаку**), Минэкономразвития России (**А.Р. Белоусову**), ФСТ России (**С.Г. Новикову**) и ФАС России (**И.Ю. Артемьеву**) совместно НП «Совет рынка» продолжить работу и до 15 февраля 2013 г. внести в Правительство РФ модель и план мероприятий по приведению розничных рынков электрической энергии в конкурентное состояние, обратив особое внимание на вопросы коммерческого учёта, финансовой устойчивости функционирования гарантирующих поставщиков, постепенное устранение перекрёстного субсидирования в сбытовой надбавке.

Выполняя указанное поручение Правительства РФ, авторы действующей модели оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) — ООО «Карана» — разработали «Концепцию развития и совершенствования оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности)» (далее — Концепция), в которой признают,

что используемая модель рынка не позволяет развивать финансовые инструменты рынка электроэнергии, ухудшается платёжная дисциплина как на оптовом, так и на розничном рынках, растёт дисбаланс оптовой и розничной генерации и др.

Однако всё совершенствование рынка в Концепции сводится в основном к развитию конкуренции между энергосбытовыми компаниями за потребителя.

В Концепции также признаётся следующее:

- условия энергобалансового обеспечения созданы административным вмешательством Правительства РФ вне рыночного механизма в виде договоров о предоставлении мощности (ДПМ) с перенесением рисков как финансовых, так и дорогих ошибок размещения и технических решений, а также их избыточности на потребителей;

- «платой» за введение ДПМ стало сдерживание инвестиционной привлекательности действующей генерации с мотивацией для генерирующих компаний требовать расширения ДПМ под все инвестиционные проекты — модернизацию, реконструкцию и расширение действующих электростанций.

Введение механизмов ДПМ привело к сложностям привлечения внешних инвестиций на строительство и модернизацию энергетического оборудования даже при административных гарантиях окупаемости капитальных вложений, что в совокупности с проблемой справедливой оплаты тепловой энергии при её совместной с электроэнергией выработке на ТЭЦ привело к «котелизации» наших городов и прекращению рыночных инвестиций в отрасль.

Сформировавшиеся негативные условия на оптовом рынке электроэнергии определили кризисное состояние розничных рынков электроэнергии и тепла, резко сократив совместную выработку электроэнергии и тепла на ТЭЦ. И это речь идёт о наших суровых климатических условиях, в которых комбинированное производство электроэнергии и тепла экономит 30 % органического топлива по сравнению с отдельным способом энергоснабжения городов. В каждом из российских городов действуют, как минимум, одна или несколько ТЭЦ с системой централизованного теплоснабжения. Общая установленная мощность действующих ТЭЦ составляет около 70 млн кВт с теплофикационной нагрузкой в среднем 50 %.

Экономическая природа технико-экономической эффективности комбинированного энергоснабжения на ТЭЦ не изменилась с переходом от плановой экономики к рынку, изменились только торгово-экономические отношения в созданной структуре рынка электроэнергии (мощности). В этой структуре рынка электроэнергии финансовые механизмы, действующие между субъектами рынка, вступили в естественное противоречие с экономической эффективностью комбинированного энергоснабжения (когенерации) потребителей.

Функционирующая с 2011 г. структура рыночных отношений в электроэнергетике не включила механизмы действенной конкуренции производителей и потребителей электроэнергии, которые работали бы на сдерживание стоимости производимой электроэнергии для конечного

потребителя, равно как и не созданы рыночные условия заинтересованности инвесторов в развитии производственных секторов отрасли.

Заявления авторов действующей структуры оптового рынка электроэнергии (мощности) о том, что «у нас создан самый эффективный оптовый рынок электроэнергии, и он не требует никаких изменений», — это или непонимание качественных особенностей принятого в нашей стране рынка электроэнергии или нежелание авторов признать ошибочность своего решения.

Внедрённая в нашей стране модель рынка электроэнергии характеризуется глубокой дезинтеграцией электроэнергетики и введением свободной конкуренции на оптовом рынке со всеми недостатками, присущими подобным моделям, введённым в других странах.

Руководство нашей страны верит авторам внедрённых рыночных реформ в электроэнергетике в том, что они применили для ЕЭС России «самую лучшую зарубежную рыночную модель электроэнергетики» и оптовый рынок их уже не беспокоит, а вот на розничном рынке не всё в порядке, т. к. цены на электроэнергию для конечных потребителей уже сравнялись с европейскими и американскими, а для промышленных предприятий уже существенно превысили их, поставив отечественных производителей промышленной продукции в трудные конкурентные условия.

Именно поэтому вышеприведенное поручение Правительства РФ относится лишь к модели розничного рынка электроэнергии (РРЭ) с требованием обеспечить конкурентное состояние на этом рынке, и ничего не говорится об оптовом рынке, на который выведены все электростанции страны мощностью 25 МВт и выше независимо от их технологического назначения. А ведь именно в этом и есть первопричина всех проблем рыночного ценообразования в электроэнергетике, т. к. применённая модель ОРЭМ не предусматривает никакой возможности для конкурентного состояния РРЭ.

Авторы Концепции всё преобразование РРЭ видят лишь в «создании полноценной конкуренции между энергосбытовыми компаниями за потребителя, формировании розничных цен и качестве обслуживания потребителей на конкурентном уровне, в праве любому розничному потребителю уходить от гарантирующего поставщика к конкурентным (нерегулируемым) энергосбытовым компаниям».

И в этом вся суть конкуренции на РРЭ? А другого и не может быть при сохранении действующей модели торговых отношений на оптовом рынке электроэнергии, которую авторы Концепции и не собираются пересматривать. А ведь именно в согласованном преобразовании оптового и розничных рынков электроэнергии сосредоточены все основные резервы повышения эффективности и снижения (сдерживания роста) цен (тарифов) для конечных потребителей, в том числе за счёт использования когенерации.

Нужна новая модель РРЭ — в этом заключается ключевой момент в совершенствовании структуры рыночных отношений и ценообразования в электроэнергетике. Сегодня на розничных рынках нет производителей электроэнергии, кроме мелких электростанций разного типа, работающих на

электрическую нагрузку в структуре частного предприятия, которые по определению не могут создать конкурентную среду.

Сегодня РРЭ — это всего лишь региональная зона сбора денег с потребителей гарантирующими поставщиками и множеством других энергосбытовых компаний (ЭСК), между которыми безуспешно вот уже десяток лет пытаются организовать конкуренцию, на которую возлагают всю надежду по снижению тарифов. Но эта конкуренция между ЭСК потенциально может дать снижение максимум 0,5 % конечной цены электроэнергии.

Так остановит ли конкуренция ЭСК рост цен (тарифов) на электроэнергию и тепло для потребителей с таким ресурсом эффективности? Очевидно, что не остановит, и нужно выстраивать механизмы конкуренции на РРЭ, в первую очередь, в производственной сфере. Для этого необходимо организовать конкуренцию всех местных производителей энергоресурсов между собой на РРЭ и на рынке тепла, реализуя топливно-экономический эффект на ТЭЦ, увеличивая их тепловую загрузку и повышая их экономическую эффективность за счёт средств технической модернизации. При этом поставки электроэнергии от электростанций ОРЭМ в каждый РРЭ по стоимости ОРЭМ должны конкурентно участвовать в торгах, выравнивая стоимость электроэнергии по всем РРЭ.

Авторы Концепции ограничились, в основном, рационализацией механизмов ценообразования в рамках действующей модели ОРЭМ и РРЭ, что превращает Концепцию в попытку косметического ремонта действующей «самой совершенной» модели.

Представленная ООО «Карана» в Правительство РФ Концепция не исключает следующих самых главных недостатков действующей модели рыночных отношений в России.

1. Концепция не возвращает все ТЭЦ (когенерацию) на соответствующие РРЭ и, следовательно, не предусматривает эффективную конкуренцию местной энергогенерации непосредственно на розничных рынках электроэнергии и рынках теплоэнергии за договоры с потребителями.

2. Концепция не предусматривает конкуренции электростанций местных РРЭ с поставками электроэнергии на РРЭ от электростанций ОРЭМ по ценам ОРЭМ, что является действенным механизмом рыночного давления ОРЭМ на цены местных энергоисточников и механизмом выравнивания цен по всем РРЭ.

3. Концепция не предоставляет для потребителей и ЭСК возможность выбора для себя поставщика(ов) электроэнергии — местные ТЭЦ или поставки с ОРЭМ.

4. Концепция не предусматривает дифференцированных тарифов на передачу электроэнергии (мощности) ОРЭМ по электрическим сетям ФСК ЕЭС относительно точек поставки в разные РРЭ.

5. Концепция не предусматривает ответственности ОАО «СО ЕЭС» за обязательное проведение расчётов стоимости системных ограничений на перетоки электроэнергии (мощности) по МЭП и публикации их результатов для использования их при обоснованиях увеличения пропускной способности МЭП и ограничений по выдаче запертых мощностей электростанций;

6. Концепция не предлагает создание централизованного инвестиционного резервного фонда развития электроэнергетики вместо платежей ДПМ для подстраховки необходимого строительства и ввода в действие адекватного приросту временно не покрываемого спроса на электроэнергию и резервов мощностей с последующей (после ввода в действие построенных за счёт резервного фонда энергетических мощностей) их продажей на фондовом рынке. Что касается предложенного конкурсного механизма гарантирования инвестиций (КМГИ), то такой механизм вполне пригоден для эффективного использования резервного инвестиционного фонда.

Значительные резервы повышения эффективности работы рынка и стабилизации тарифов на электроэнергию лежат в согласованном реформировании оптового и розничного рынков электроэнергии на основе создания двухуровневого (оптового и розничного) рынка электроэнергии. Необходимо убрать «перегородку» между оптовым и розничным рынком, в максимально возможной мере создав условия для заключения договоров между потребителями и местными электростанциями. Так будет создана конкуренция между производителями электроэнергии на розничном рынке.

Необходимо разработать и внедрить другую модель рыночных отношений в электроэнергетике, предусматривающую создание двухуровневого (ОРЭМ и РРЭ) действительно конкурентного рынка электроэнергии, реализующего следующие основные условия.

1. Преобразование РРЭ в действительно конкурентный рынок для всех без ограничения потребителей и местных электростанций независимо от их типа и величины установленной мощности, схема выдачи мощности которых осуществляется в сеть межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) и территориальных сетевых организаций (ТСО).

2. Для местных потребителей на РРЭ от местных ТЭЦ электроэнергия (мощность) поставляется по стоимости только теплофикационной (комбинированной) выработки электроэнергии с конкурентным участием других местных электростанций (с формированием маржинальной цены рынка) и конкурентной поставкой электроэнергии (мощности) с ОРЭМ по цене ОРЭМ с учётом дифференцированного тарифа на транспорт по электрическим сетям ФСК ЕЭС.

3. Электроэнергия ТЭЦ, произведённая по конденсационному режиму, предлагается на ОРЭМ для покрытия пиковой части нагрузок и как ресурс на рынке системных услуг.

4. Субъектами ОРЭМ остаются электростанции ОГК, ГЭС и АЭС. При этом конкурентный ценовой отбор на ОРЭМ осуществляется только между КЭС ОГК с возможным участием в конкурентном отборе конденсационных «хвостов» ТЭЦ для покрытия пиковой части суммарного графика электрических нагрузок ОРЭМ.

5. Ценообразование поставок АЭС и ГЭС на ОРЭМ осуществляется по регулируемым государством ценам. Отпускная цена электроэнергии с ОРЭМ в каждый РРЭ определяется как средневзвешенная цена, получаемая из

маржинальной цены электроэнергии КЭС и регулируемых цен поставки электроэнергии от АЭС и ГЭС.

6. Зонами действия конкурентных РРЭ представляется целесообразным рассмотреть сегодня существующие зоны свободного перетока (ЗСП) электроэнергии, а в некоторых случаях образовать конкурентные РРЭ в рамках крупных субъектов РФ. При этом функции коммерческих операторов таких конкурентных РРЭ возложить на ГП, преобразовав их в филиалы (отделения) действующего Коммерческого оператора ОРЭМ.

7. Функции ныне действующих ГП передать региональным отделениям МРСК, обособив их как отдельный вид деятельности, что будет соответствовать Ст. 539 Гражданского Кодекса РФ.

8. Организовать рынок системных услуг как отдельную торговую площадку на ОРЭМ с обязательным участием на этом рынке на платной основе потребителей с управляемой нагрузкой и промышленных блок-станций.

9. В целях обеспечения гарантированной энергобалансовой надёжности работы энергосистем, энергообъединений и ЕЭС в целом образовать централизованный инвестиционный резервный фонд развития электроэнергетики, формирование которого осуществить за счёт целевого сбора финансовых средств в виде определённого процента стоимости полезно потреблённого объёма электроэнергии (за исключением населения и приравненных к ним групп потребителей).

10. Целевое использование средств указанного выше фонда должно быть предназначено для строительства энергоисточников в тех случаях, когда по разным причинам в тех или иных регионах в среднесрочной перспективе может сформироваться дефицит мощности, и Минэнерго России необходимо будет принимать экстренное решение по этой проблеме. Построенные за счёт средств указанного фонда и введённые в действие энергетические мощности могут быть проданы на фондовой бирже, а вырученные от продажи деньги должны быть реинвестированы для аналогичных целей.

3. «Тарифная политика в электроэнергетике и ее влияние на экономику России» (докладчик д.э.н., профессор А.И. Кузовкин).

Главной целью реформы электроэнергетики должно было стать снижение темпов роста тарифов на электроэнергию до уровня инфляции для потребителей. Однако тарифы на электроэнергию для всех потребителей России в 2007 – 2011 гг. опережали инфляцию на 31 %. Так, тарифы на электроэнергию для промышленности России в 2011 г. были на 15 % выше, чем в США даже по валютному курсу рубля, и в 2 раза выше по паритету покупательной способности (ППС) рубля, расчеты тарифов по которому приводятся Международным энергетическим агентством (МЭА) для многих стран. По ППС тарифы на электроэнергию для промышленности России вышли на уровень стран Западной Европы. Это снижает конкурентоспособность промышленности в условиях вступления в ВТО.

Эконометрические расчёты показывают, что рост реальной (сверх инфляции) цены электроэнергии на 1 % ведет к снижению ВВП на 0,06 – 0,2 %. В

тоже время в условиях дефицита энергетических мощностей оптимальный тариф на электроэнергию равен удельному ущербу от недоотпуска электроэнергии экономике страны (группы замыкающих отраслей-потребителей электроэнергии). Оптимальный тариф в условиях дефицита электроэнергии выше действующего тарифа в несколько раз. При этом снижение ВВП будет ещё больше, чем при росте тарифа в условиях отсутствия дефицита электроэнергии.

Рост реальной цены на электроэнергию на 1 % приводит по оценкам экспертов к росту инфляции от 0,05 до 0,1 %. Аналогичные оценки получил и Минфин России в 2007 г.

В процессе реформирования электроэнергетики был создан конкурентный оптовый рынок электроэнергии и мощности — ОРЭМ, на который были выведены все электростанции мощностью свыше 25 МВт.

На оптовый рынок электроэнергии сейчас выведены все ТЭЦ, хотя ТЭЦ по определению должны работать в теплофикационном режиме только на региональных рынках электроэнергии и тепла. И только избыток конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ может продаваться на ОРЭМ.

Обязательное участие ТЭЦ на ОРЭМ привело к тому, что тариф на электроэнергию ТЭЦ определяется по маржинальному тарифу ОРЭМ, равному топливным затратам замыкающих КЭС. Но плата за мощность на ОРЭМ также определяется по КЭС. Однако капиталоемкость ТЭЦ значительно больше, чем КЭС.

В результате ТЭЦ не окупает полные затраты и вынуждена переносить убытки на тепло, которое становится дороже, чем тепло от котельных. При этом падает спрос на тепло ТЭЦ, они становятся убыточными, а потребителя в массовом порядке строят свои собственные котельные.

Предложение председателя Наблюдательного совета НП «Совет рынка» **Ю.А. Удальцова** (см. Коммерсант, 22.03.2013 г.) поменять принцип оплаты резерва мощности с потребителей на производителей электроэнергии — необоснованно. Так, владельцам АЭС и ГЭС предлагается постоянно покупать дополнительную мощность у ТЭС. В результате платы за резерв мощности тариф для потребителя только возрастет, поскольку АЭС и ГЭС будут покупать резерв у ТЭС на балансирующем рынке мощности, где торгуются объёмы, не охваченные договорами и где цена мощности равна цене самой дорогой генерации ТЭС. Как правило, такая цена резерва мощности выше, чем резерв АЭС и ГЭС. При этом АЭС и ГЭС переложат дополнительные затраты на потребителя. В результате потребитель будет платить ещё больше, чем сейчас.

Правительство РФ видит решение проблемы роста тарифов на электроэнергию однобоко, предлагая реформировать только розничный рынок электроэнергии (поручение Первого заместителя Председателя Правительства РФ **И.И. Шувалова** 29 ноября 2012 г.). Но эффект снижения тарифов для потребителей на розничных рынках близок к нулю.

Основные резервы снижения тарифов находятся в производственных сферах — генерации и передаче электроэнергии, что требует структурных изменений оптового рынка.

Предложения по совершенствованию структуры конкурентных рынков электроэнергии (оптового и розничных) сводятся к следующему.

1. Целесообразно передать ТЭЦ с оптового на региональные рынки, и за счёт экономии затрат, снизить тариф на электроэнергию ТЭЦ для потребителя. При этом не нужно будет платить за передачу электроэнергии ТЭЦ по сетям ФСК и системные услуги. Тем самым можно обеспечить безубыточность ТЭЦ, не завышая тарифа на тепло по сравнению с котельными потребителей.

2. Необходимо ввести государственное регулирование тарифов на электроэнергию производимую АЭС и ГЭС. Тогда средневзвешенная цена на электроэнергию с ОРЭМ, определяемая по маржинальной цене КЭС и регулируемым ценам АЭС и ГЭС, снизится.

3. Необходимо остановить рост тарифов на передачу электроэнергии. Доля стоимости передачи в тарифе для потребителя выросла с 25 % в начале 2000-х гг. до 38 % в 2011 г. Вертикально-интегрированные компании-монополисты, включающие генерацию, сети и сбыт, обеспечивают более высокий объём поставок электроэнергии, чем вертикально-разделенные (по уровням напряжения) компании-монополисты. Вертикально-интегрированные компании назначают более низкую плату за доступ к сети за счёт экономии транзакционных издержек и предотвращения двойной маржинализации цен: максимизации прибыли компании высокого напряжения (ВН) и последующей максимизации прибыли компаниями среднего (СН) и низкого напряжения (НН), при заданной стратегии компании ВН.

Целесообразно рассмотреть вопрос о создании вертикально-ориентированной сетевой компании-монополиста в России. Создание единой управляющей инвестиционной компании «Российские электрические сети» в конце 2012 г., объединяющие ФСК и МРСК, — позитивный шаг к снижению стоимости передачи электроэнергии.

4. Необходимо поддержать предложения ИСЭМ СО РАН о переходе на модель «Единственный покупатель». Эта модель успешно реализована в электроэнергетике Китая, Республике Корея, Бразилии, Казахстане и других странах. Необходимо провести расчёты по переходу на эту модель.

5. Заместитель Министра энергетики России **М.Ю. Курбатов** предлагает сделать выбор не в пользу продления договора о предоставлении мощности (ДПМ), а в пользу заключения прямых договоров между поставщиком и потребителем, поскольку при заключении ДПМ существует риск строительства ненужных мощностей и соответствующего роста цен на электроэнергию. Однако заключение прямых договоров возможно лишь для небольшой группы крупных потребителей.

Поэтому необходимо сочетать прямые договоры и ДПМ, чтобы гарантировать реализацию намеченных планов по строительству и модернизации мощностей.

С целью минимизировать риск ввода избыточных мощностей необходимо разработать модели прогнозирования спроса на электроэнергию, которые учитывают ожидаемые объёмы роста ВВП и валового регионального продукта (ВРП) в регионах, цены на электроэнергию и другие факторы.

6. Председатель Правительства России **Д.А. Медведев** отправил на доработку до конца мая 2013 г. проект «Концепции развития и совершенствования оптового и розничных рынков электрической энергии (мощности)», разработанный ООО «Карана» и представленный 1 марта с. г. на заседании Правительства России.

Целесообразно, чтобы НП «НТС ЕЭС» и Научный совет по проблемам надёжности и безопасности систем энергетики РАН также приняли участие в рассмотрении доработанной Концепции.

7. Необходимо обратиться к президенту **В.В. Путину** повторно создать рабочую группу Госсовета РФ по реформированию электроэнергетики из специалистов-энергетиков, учёных-энергетиков, представителей энергетических компаний. Рабочая группа должна рассмотреть провалы на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности за 12 лет реформы (с 2001 г.), приведшие к безудержному росту тарифов на электроэнергию, и найти пути выхода из ценового беспредела. Нужно, наконец, сделать реформу «по уму».

В обсуждении докладов приняли участие:

Ю.А. Липатов — депутат Государственной Думы, Первый заместитель председателя Комитета по энергетике ГД, академик РАН **О.Н. Фаворский**, д.т.н. **В.А. Барин** — заведующий отделением перспектив развития электроэнергетики ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского», д.т.н. **В.В. Кудрявый** — научный руководитель Центра «Оптимизация управления в энергетике» НИУ МЭИ, д.т.н. **Б.И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий, д.т.н. **Б.Д. Сюткин**, к.т.н. **Нечаев В.В.** — директор по технологическому развитию электроэнергетики ЗАО «АПБЭ», к.т.н. **Варварский В.С.** — генеральный директор ООО «ЭнергоПромИнвест», д.т.н., профессор **В.Ф. Цибульский** — главный научный сотрудник НИЦ «Курчатовский институт», **А.М. Катаев** — директор по энергетическим рынкам и инновационному развитию ОАО «СО ЕЭС», **М.М. Пчелин** — член Совета ветеранов энергетики НП «Совет ветеранов энергетики».

Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:

1. В России в основном завершена структурная реформа электроэнергетики, образовано большое количество субъектов хозяйствования, и функционирует рынок электроэнергии.

Однако правила эффективной совместной работы субъектов хозяйствования на рынке электроэнергии, которые работали бы на сдерживание тарифов для потребителей, не созданы. Тарифы на электроэнергию для промышленности России уже превысили значения тарифов в США и приблизились к уровню тарифов стран Западной Европы. В результате отечественная промышленность стремительно теряет конкурентные преимущества практически на всех товарных

рынках. У отечественной экономики нет времени для промедлений. После вступления нашей страны в ВТО жизнь диктует необходимость принятия незамедлительных решений.

Высокий уровень сетевой составляющей, наличие перекрёстного субсидирования, привело к тому, что оплачиваемые потребителями тарифы на полученную электроэнергию существенно, а зачастую кратно превышают цены, формируемые на оптовом рынке. Заинтересованность инвесторов в развитии и модернизации генерирующих мощностей отсутствует. Проблема износа производственных фондов в электроэнергетике стала крайне острой. Полностью разрушена система создания и внедрения головных инновационных образцов новой техники.

Необоснованно завышаются капитальные затраты на создание новых энергетических мощностей и оплату услуг менеджмента. Так, удельные капитальные затраты на создание парогазовых установок (ПГУ) на действующих электростанциях в России в 1,5 раза выше, чем на вновь создаваемых в США, хотя используется одно и то же оборудование. Нет системы контроля над капитальными вложениями. Отсутствует предельно допустимая норма прибыли.

Существующая модель оптового рынка отражает интересы только ряда крупных генерирующих компаний, что противоречит Ст. 6 п. 1 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», требующей соблюдения баланса экономических интересов поставщиков и потребителей энергии и минимизации стоимости электрической энергии.

В настоящее время единственным работающим способом ввода новых генерирующих мощностей является вне рыночный механизм договоров о предоставлении мощности (ДПМ), обеспечивающий гарантированный возврат инвестиций по однократно определённым решением Правительства РФ перечню генерирующих объектов. Однако структура ДПМ такова, что все риски — финансовые, ошибки размещения и технических решений, избыточности ввода генерирующих мощностей в отдельных регионах страны — переносятся на потребителей.

Всё это свидетельствует о неудачной модели внедрённого в нашей стране рынка электроэнергии и необходимости его совершенствования.

2. «Справедливое» участие в полностью конкурентном рынке электроэнергии различных типов электростанций невозможно по следующим причинам. Во-первых, эксплуатационные издержки различных типов электростанций существенно различаются. У атомных (АЭС) и особенно гидравлических электростанций (ГЭС) они значительно ниже, чем у тепловых электростанций, работающих на органическом топливе (ТЭС).

Во-вторых, режим загрузки АЭС и ГЭС в основном не обусловлен экономичностью. Так, АЭС всегда работают в режиме базовой (постоянной) нагрузки, и диапазон регулирования их мощности очень мал. ГЭС же работают в базовом режиме, выполняя ограничения по водотоку, и в пиковом режиме обеспечивая устойчивость режима работы электроэнергетических систем (ЭЭС).

Всё это делает невозможным участие АЭС и ГЭС в конкуренции на оптовом рынке электроэнергии и требует государственного регулирования цен на электроэнергию, вырабатываемую АЭС и ГЭС.

Совместное заседание поддерживает предложение докладчиков о введении государственного регулирования тарифов на электроэнергию, производимую АЭС и ГЭС. Тогда средневзвешенная цена на электроэнергию с оптового рынка снизится.

Важным недостатком действующей модели рынка электроэнергии является также и то, что все ТЭЦ выведены на оптовый рынок. Однако ТЭЦ не способны конкурировать на оптовом рынке электроэнергии с мощными ГРЭС и АЭС, поскольку в соответствии с их технологическими особенностями должны работать преимущественно в наиболее экономичном теплофикационном режиме на своих региональных рынках электроэнергии и тепла.

2. На совещании у Первого заместителя Председателя Правительства РФ **И.И. Шувалова** 29 ноября 2012 г. было поручено Минэнерго России, Минэкономразвития России, ФСТ и ФАС России совместно НП «Совет рынка» до 15 февраля 2013 г. внести в Правительство РФ модель и план мероприятий по приведению розничных рынков электрической энергии в конкурентное состояние.

Выполняя указанное поручение Правительства РФ, авторы действующей неудачной модели оптового рынка электроэнергии и мощности — ООО «Карана» — представили на рассмотрение Правительства РФ «Концепцию развития и совершенствования оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности)» (Концепция).

Выполнению упомянутого выше поручения Правительства РФ должен был бы предшествовать анализ результатов работы уже внедрённой модели оптового и розничного рынков электроэнергии и системы управления отраслью. Только на основе такого анализа можно разрабатывать предложения по совершенствованию оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности).

Однако этого сделано не было. В таких условиях нельзя давать рекомендации по дальнейшему развитию рынка, поскольку без анализа результатов работы уже внедрённой модели оптового и розничного рынков электроэнергии дальнейшее развитие рынка в том же направлении только ухудшит и без того тяжёлое положение.

«Концепция развития и совершенствования оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности)», подготовленная ООО «Карана» и представленная на рассмотрение Правительству РФ, по общему мнению участников Совместного заседания, требует всестороннего обсуждения, в том числе и со стороны научной общественности.

3. В настоящее время рынок электроэнергии в России организован по модели, разработанной Корпорацией «Карана». С 1984 г. Корпорация «Карана», базирующаяся в США, разрабатывает и запускает в действие бизнес-решения в странах с развивающейся экономикой, в том числе и в России.

Корпорация «Карана» начала работать в России в 1994 г., поддерживая процессы реструктуризации и реформирования приватизированных предприятий.

Было основано ООО «Карана» — компания, базирующаяся в г. Москве, с тем, чтобы продолжить эту работу в России посредством этой дочерней компании, специализирующейся в области управленческого консалтинга.

С принятием указанной выше модели рынка была ликвидирована эффективно работавшая с 1989 г. модель «Единственный покупатель», обеспечивавшая конкуренцию за счёт оптимизации энергетических режимов по критерию минимума расхода топлива с учётом потерь в сетях и корректировкой утвержденных тарифов по фактическому режиму работы. Это привело к необоснованному росту тарифов, ущемлению интересов потребителей и снижению экономического роста России. Была снижена ответственность за надёжность электроснабжения и экономичность работы ЕЭС России на всех уровнях управления.

4. В настоящее время основной объём электроэнергии продаётся на централизованном спотовом рынке — рынке на сутки вперед (РСВ), цена на котором устанавливается по цене самой дорогой станции, замыкающей баланс электроэнергии (мощности). Краткосрочный спотовый рынок электроэнергии не может быть основным, т. е. на нём не может и не должен продаваться основной объём электроэнергии. К тому же, РСВ чрезвычайно изменчив и не даёт правильных ценовых сигналов для потенциальных инвесторов в генерирующие мощности.

При работе оптового рынка как спотового потребители исключены из процесса формирования тарифов на электроэнергию. Установление так называемых «равновесных, рыночных» тарифов целиком находится в ведении организаторов коммерческой торговли на РСВ. Непрозрачный спотовый рынок — хорошая база для сговора на рынке и формирования коррупционных отношений.

От спотового рынка отказались даже его авторы — Великобритания, и там перешли на двусторонние договоры. Теперь основной объём электроэнергии в Великобритании продаётся по двусторонним договорам, заключаемых между покупателями и продавцами электроэнергии, а РСВ играет роль вспомогательного рынка.

В России же пока нет условий для заключения двусторонних договоров в таком количестве, и поэтому государство в лице Единого заказчика, предусмотренного в модели «Единственный покупатель», может обеспечить интересы всех потребителей.

5. Опыт реформирования электроэнергетики в Великобритании, США и Канаде, а также опыт других стран показал несовершенство рынков электроэнергии со свободной конкуренцией и глубокой дезинтеграцией структуры электроэнергетики. В то же время имеются многочисленные положительные примеры эффективной работы рынков электроэнергии со значительным государственным регулированием, например, в Китае.

6. Совместное заседание поддерживает предложение ИСЭМ СО РАН — рассмотреть целесообразность построения рынка электроэнергии в России на основе модели «Единственный покупатель», предусматривающей конкуренцию генерирующих компаний на оптовом рынке за поставку электроэнергии единому

Закупочному агентству. Деятельность Закупочного агентства должна регулироваться государством, включая назначение цен (тарифов) на электроэнергию, покупаемую у производителей и продаваемую затем потребителям по усредненной цене.

Модель «Единственный покупатель» — это один из видов несовершенной конкуренции, наиболее приемлемой для российского рынка электроэнергии. Важным преимуществом модели «Единственный покупатель», которая отсутствует у других моделей, является возможность централизованного планирования и финансирования развития электроэнергетики, оптимизации режимов работы ЭЭС и корректировки тарифов по диспетчерскому графику нагрузки.

Недостатком уже внедрённой модели свободной конкуренции является то, что при ценах, формирующихся по заявкам действующих электростанций, новые электростанции не окупают свои инвестиции. При поднятии же цены на электроэнергию до уровня, обеспечивающего возврат инвестиций в новые электростанции, действующие электростанции будут получать сверхприбыль в ущерб потребителям. В модели «Единственный покупатель» повышенные цены, окупающие инвестиции, будут получать только новые производители, и средневзвешенный оптовый тариф будет минимально необходим для обеспечения развития ЭЭС.

7. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» разделил единый технологический процесс производства и передачи электроэнергии на отдельные виды деятельности и ликвидировал ранее действующее понятие «энергоснабжающие организации», которые несли ответственность за надёжное энергоснабжение потребителей на закреплённой за ними территории. Закон внёс новое понятие «энергосбытовые организации». Последние несут ответственность только за продажу электроэнергии, а ответственность за надёжное энергоснабжение потребителей на территории никто не несёт.

Целесообразно восстановить вертикально-интегрированные региональные компании, возложив на них ответственность за функционирование и развитие розничного рынка электроэнергии и за надёжное энергоснабжение потребителей в субъекте Федерации или на территории нескольких субъектов Федерации, объединённых единым балансом электрической энергии (мощности).

Учитывая нормативные и корпоративные трудности решения этой задачи, целесообразно использовать следующие возможности новой объединённой электросетевой компании ОАО «Российские сети»:

- восстановить региональные сетевые комплексы через корпоративные процедуры;
- внести изменения в ФЗ-35 «Об электроэнергетике» в части исключения запретов на слияния и поглощения.

Перечисленные выше меры, оправдавшие себя в мировой практике, обеспечат повышение управляемости отрасли и снизят затраты на производство, транспорт, распределение, сбыт электроэнергии и диспетчерское управление.

8. Сейчас все электростанции мощностью 25 МВт и выше независимо от их назначения в случае продажи ими электроэнергии сторонним потребителям выведены на оптовый рынок. Данное решение не позволяет создать конкуренцию между производителями электроэнергии на розничном рынке территории.

На оптовый рынок электроэнергии также выведены все ТЭЦ, хотя ТЭЦ в соответствии с их технологическими особенностями должны работать преимущественно в теплофикационном — наиболее эффективном — режиме на своих региональных рынках электроэнергии и тепла. ТЭЦ не способны конкурировать на оптовом рынке электроэнергии с мощными ГРЭС и АЭС, и поэтому действующей структурой рынка незаслуженно отнесены в разряд «вынужденных поставщиков электроэнергии».

Централизованное электро- и теплоснабжение, основанное на комбинированном производстве электроэнергии и тепла на электростанциях, сжигающих органические топлива (теплофикация), было и остаётся эффективным энерго- и ресурсосберегающим процессом. Теплофикация обеспечивает минимальные удельные расходы топлива и является значительным резервом снижения тарифов на электроэнергию. За исключением территорий с избытком дешевой электроэнергии от ГЭС и АЭС, экономически целесообразно производить большую часть электроэнергии, потребляемой городами, непосредственно в них. При наличии тепловой нагрузки принцип теплофикации должен стать обязательным.

Однако обязательное участие ТЭЦ на оптовом рынке привело к тому, что ТЭЦ стали убыточными. Повышение стоимости тепловой энергии, в свою очередь, привело к неэффективности централизованной системы теплоснабжения, и крупные промышленные потребители в массовом порядке начали строить собственные локальные источники тепловой энергии — котельные. Отсутствие координации между рынками тепловой и электрической энергии привело к тому, что отпуск тепловой энергии от ТЭЦ — наиболее эффективных генераторов — неуклонно снижается. Производство тепла на ТЭЦ замещается существенно менее эффективными котельными малой мощности.

Совместное заседание поддерживает предложение докладчиков о передаче ТЭЦ с оптового на региональные рынки. За счёт экономии затрат, достигаемой при работе ТЭЦ в теплофикационном режиме, тариф на электроэнергию для потребителя снизится. Тепло на региональном рынке должно продаваться по цене не выше цены тепла, получаемого на альтернативной котельной, а некомпенсированные затраты целесообразно перенести на производство электроэнергии.

9. Свободное ценообразование создало монополизм многочисленных посредников, осуществляющих в качестве основной деятельности продажу электроэнергии, и которые в соответствии со Ст. 3 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» получили статус «энергосбытовые организации». С целью хоть как-то обеспечить надёжность электроснабжения потребителей тем же № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» было введено понятие «гарантирующий поставщик

электроэнергии» (ГП), в обязанности которого входит заключение договора купли-продажи электроэнергии с любым обратившимся к нему потребителем.

Однако в действительности этого не происходит. Гарантирующий поставщик ограничен в объёмах своих гарантий поставки розничному потребителю, поскольку не владеет и не управляет никакими производственными активами и поэтому не решает проблем присоединения потребителей к сети. Гарантирующий поставщик отсылает обратившегося к нему потребителя к электросетевой компании для получения там технических условий на присоединение к сети. Согласовав технические условия с электросетевой компанией, потребитель вновь обращается к ГП с просьбой заключить договор купли-продажи электроэнергии. Такой договор заключается в обязательном порядке, и ГП затем организует закупку электрической энергии (мощности) для потребителя.

Создание ГП и ликвидация в связи с этим энергоснабжающих организаций — большая ошибка реформирования отрасли. В результате розничный рынок электроэнергии — это всего лишь территория сбора денег с потребителей гарантирующими поставщиками и другими энергосбытовыми организациями.

Фактическими гарантирующими поставщиками были и остаются электросетевые компании, выполняющие задачи надёжного энергоснабжения потребителей.

Необходимо вернуться к понятию «энергоснабжающая организация», функции которой выполняла и фактически продолжает выполнять территориальная электросетевая компания, к сетям которой подключен данный потребитель.

Функции ныне действующих ГП необходимо передать региональным отделениям МРСК. Разделение единых по технологической сути региональных сетевых энергетических комплексов по уровню напряжения и трансформаторной мощности является принципиальной технологической ошибкой реформирования отрасли, повлекшей негативные финансовые последствия.

Ранее в каждом АО-энерго действовали чёткие функциональные принципы: распределение электроэнергии по сетям всех напряжений находилось в региональных энергокомпаниях, а межсистемные связи и транспорт электроэнергии от крупных электростанций до центров потребления — в федеральной компании.

Неоправданная дезинтеграция региональных электросетевых комплексов, созданных по единым проектным решениям и функционирующих по единым технологическим условиям, привела к потере единого центра ответственности перед потребителями за текущее надёжное электроснабжение и перспективное развитие региональных электрических сетей. Дезинтеграция региональных сетевых комплексов также привела к избыточным инвестиционным запросам, росту затрат и возникновению огромных убытков.

Разделение единых по технологической сути региональных сетевых энергетических комплексов привело к следующим негативным последствиям:

- возникновению более тысячи новых сбытовых компаний, не имеющих даже залоговой собственности для предъявления к ним исков в случае необеспечения ими надёжного энергоснабжения потребителей;
- вынужденному введению понятия «последняя миля» для компенсации убыточности распределительных сетей с потенциалом убытков в размере 190 млрд руб.;
- росту количества высокочрезвычайно территориальных сетевых организаций (ТСО) до 3500 единиц с реализацией 120 млрд руб. в год;
- увеличению перекрёстного субсидирования до 320 млрд руб.;
- вынужденному переходу промышленных потребителей к самообеспечению электроэнергией;
- снижению собираемости платы за электроэнергию привело к росту задолженности до 120 млрд руб.

Таких последствий избежали те энергокомпании, которые сохранили единство региональных электросетевых комплексов: ОАО «МОЭСК», ОАО «Иркутскэнерго». Указанные компании сегодня не имеют перечисленных проблем, угрожающих их банкротству.

С заключительным словом и по проекту решения выступил Председатель Научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **А.Ф. Дьяков**.

Совместное заседание РЕШИЛО:

1. Обратиться к Председателю Правительства РФ **Д.А. Медведеву** со следующими предложениями.

1.1. Поручить Минэнерго России с привлечением широкого круга специалистов выполнить анализ действующей модели рынка электроэнергии с целью выявить допущенные просчёты и разработать рекомендации по их устранению.

1.2. «Концепция развития и совершенствования оптового и розничных рынков электроэнергии (мощности)», подготовленная ООО «Карана» и представленная на рассмотрение Правительству РФ, требует всестороннего обсуждения, в том числе и со стороны научной общественности с участием Научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики и Некоммерческого партнерства «Научно-технический совет Единой энергетической системы» с участием Бюро Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН.

2. Обратиться к Президенту России **В.В. Путину** с предложением создать рабочую группу Госсовета РФ из специалистов-энергетиков, учёных-энергетиков, представителей энергетических компаний с целью разработать предложения по дальнейшему совершенствованию оптового и розничных рынков электроэнергии и улучшению управления функционированием и развитием электроэнергетики.

3. Рекомендовать руководству институтов (ИСЭМ СО РАН, ЭНИН, ИНЭИ РАН, ОИВТ РАН, Институт микроэкономики и др.), проектным организациям (Энергосетьпроект, ВТИ, ТЭП и др.), субъектам рынков электроэнергии,

инфраструктурным организациям (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Российские сети» и др.), потребителям электроэнергии (Торгово-промышленная палата РФ, ЗАО «ОМК» и др.) и другим заинтересованным организациям рассмотреть материалы Совместного заседания и дать свои предложения по совершенствованию рынка электроэнергии, которые должны лечь в основу внесения изменений в ФЗ-35 «Об электроэнергетике» в части оптового и розничных рынков.

Первый заместитель Председателя
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н., профессор

В.В. Молодюк

Учёный секретарь
Научно-технической коллегии
НП «НТС ЕЭС»,
к.т.н.

Я.Ш. Исамухамедов

Учёный секретарь Научного Совета РАН
по проблемам надёжности и безопаснос-
ти больших систем энергетики, заведую-
щий отделением ОАО «Энергетический
институт им. Г.М. Кржижановского»,
д.т.н., профессор

В.А. Баринов