

# Российские рынки электроэнергии: требования регулирования

Л.С. БЕЛЯЕВ, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,  
Иркутск. E-mail: belyaev@isem.sei.irk.ru

Рассматриваются четыре основные модели организации электроэнергетического рынка и свойства электроэнергетических систем, приводящие к крайнему несовершенству этого рынка. С учетом этих свойств и анализа зарубежного опыта показаны недостатки и последствия перехода к моделям конкурентного рынка со свободными ценами, которые выявились в последние годы и в России. Признается ошибочность дерегулирования электроэнергетики и предлагается вернуться к двухуровневой структуре регулируемых рынков электроэнергии.

*Ключевые слова:* электроэнергетика, рынки электроэнергии, несовершенная конкуренция, государственное регулирование

В середине XX века практически во всех странах с рыночной экономикой сформировались регулируемые государством монопольные рынки в электроэнергетике, где конкуренция отсутствует, а вертикально-интегрированная монопольная компания охватывает на закрепленной за ней территории все сферы производства, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии. Данный вид организации рынка будем называть в дальнейшем *моделью 1*. Она в течение нескольких десятилетий обеспечивала быстрое и успешное развитие электроэнергетики. Однако в 1970–1980-х годах начали проявляться недостатки данной модели, главным образом связанные с трудностями и несовершенством государственного регулирования. Во многих странах началось реформирование электроэнергетики.

При всем многообразии путей реформирования следует выделить четыре основные модели организации электроэнергетического рынка<sup>1</sup>.

Модель 1 – регулируемая естественная монополия, исходная форма рынка.

Модель 2 – единственный покупатель (закупочное агентство, монополия), когда сфера генерации разделяется на несколько

---

<sup>1</sup> Hunt S., Shuttleworth G. Competition and Choice in Electricity. – John Wiley: Chichester, England, 1996

конкурирующих независимых электрогенерирующих компаний, а в рамках единого закупочного агентства остаются остальные вертикально-интегрированные сферы, поэтому по отношению к потребителям оно является монополистом и должно регулироваться государством.

Модель 3 – конкуренция на оптовом рынке, когда выделяется сфера транспорта электроэнергии, сферы распределения и сбыта дробятся по территориям и организуется оптовый рынок. При этом создаются транспортно-сетевая компания, территориальные распределительно-сбытовые компании и специализированные рыночные структуры. Цены оптового рынка становятся свободными, а деятельность распределительно-сбытовых компаний и розничные цены продолжают регулироваться.

Модель 4 – конкуренция на оптовом и розничных рынках, когда дополнительно разделяются сферы распределения и сбыта электроэнергии с образованием регулируемых распределительных (сетевых) и множества независимых сбытовых компаний. Организуются розничные рынки электроэнергии со свободными ценами.

Первые две модели представляют рынки с регулируемыми ценами (тарифами) и будут кратко называться регулируемыми, а третья и четвертая – рынки со свободными ценами, или конкурентные. Переход от моделей 1 и 2 к моделям 3 и 4 принято называть дерегулированием.

В России в начале 1990-х годов была создана двухуровневая структура регулируемых рынков: рынок «Единый покупатель» на федеральном уровне (ФОРЭМ), где функции закупочного агентства выполняло РАО «ЕЭС России», и регулируемые монополии (АО-энерго) – на региональном. Такая структура рынков электроэнергии представляется для России наиболее целесообразной, но, к сожалению, её потенциальные возможности не были реализованы<sup>2</sup>.

В 2000 г. руководство РАО «ЕЭС России» представило в Правительство РФ концепцию реструктуризации электроэнергетики страны, предусматривавшую переход к конкурентному рынку (модели 4). Эти предложения подверглись серьезной критике, в том числе на совместном заседании трех отделений Российской академии наук, однако Правительство РФ пренебрегло альтернативными концепциями и одобрило предложения РАО «ЕЭС России», положив начало переходу электроэнергетики к конкурентному рынку. Процесс реформирования оказался трудным. Окончание переходного периода планировалось на 2005 г., потом

---

<sup>2</sup> *Беляев Л.С.* Проблемы электроэнергетического рынка. – Новосибирск: Наука, 2009. – 296 с.

было продлено до конца 2010 г. Формально реформы закончились, но их результаты нужно признать неудовлетворительными по следующим причинам.

Проблемой остается инвестирование модернизации и развития генерирующих мощностей. Надежды на привлечение частных инвестиций при переходе к конкурентному рынку оказались тщетными. Этот недостаток конкурентного рынка подтверждает, кстати, и зарубежный опыт.

Произошло резкое повышение цен на электроэнергию, рост которых в 2007–2011 гг. на 31% опережал инфляцию. Тарифы для промышленных потребителей России в 2011 г. были на 15% выше, чем в США, по валютному курсу рубля, и вдвое выше – по паритету покупательной способности (ППС). Эти тарифы по ППС вышли на уровень стран Западной Европы.

Наблюдались аварийность устаревшего оборудования и снижение надежности электроснабжения.

Решить указанные проблемы в условиях конкурентного рынка не представляется возможным.

### **Недостатки конкурентного рынка**

Энергетика имеет ряд особенностей, объективно обуславливающих несовершенство её конкурентных рынков.

1. Специализированный транспорт электроэнергии создаёт территориальную ограниченность рынка и технологический (физический) барьер для вхождения в рынок новых производителей электроэнергии. Быстрый приход последних в краткосрочный рынок невозможен – на проектирование, строительство и подключение к системе новой электростанции требуется несколько лет. В краткосрочном рынке электроэнергии действующие производители ограждены от конкуренции со стороны новых и могут повышать цены. Это – одна из главных причин несовершенства электроэнергетического рынка, и устранить ее нельзя никакими организационными и методологическими мерами.

2. Существует взаимная зависимость процессов производства электроэнергии всех станций электроэнергетической системы. Электроэнергия производится совместно и одновременно всеми производителями в соответствии с текущей общей нагрузкой потребителей. Режимы электростанций централизованно оптимизируются по их мгновенным (часовым) переменным издержкам, исходя из минимума переменных (топливных)

издержек по энергосистеме в целом. Действительная стоимость электроэнергии определяется общими средними издержками, включающими еще и постоянные. В электроэнергетике эти общие средние издержки электростанций можно рассчитать только за год в целом по интегральным результатам их работы.

Различие между часовыми и годовыми издержками существенно отражается на организации рынков электроэнергии и ценообразовании в них. В частности, спотовые рынки электроэнергии, организуемые в реальном времени (с часовыми или получасовыми интервалами), не являются настоящими краткосрочными рынками, рассматриваемыми в микроэкономике. Формирующиеся на них цены не отражают действительную стоимость электроэнергии, что делает их несостоятельными. Настоящими краткосрочными рынками электроэнергии могут быть лишь рынки, охватывающие период в один год или более и реализуемые путем долгосрочных контрактов (договоров).

3. Большая капиталоемкость, длительные сроки строительства и службы электростанций обуславливают следующие особенности рынков:

- невозможность быстрого устранения дефицита, образовавшегося на рынке по тем или иным причинам;
- необходимость заблаговременного планирования и последующего финансирования развития генерирующих мощностей, чтобы не допустить дефицита на рынке электроэнергии;
- превышение срока службы электростанций (30-40 лет) над «разумными» сроками окупаемости или возврата инвестиций (5-10 лет), при которых частный инвестор будет строить электростанцию (при моделях 2-4).

В концепциях конкурентного рынка, как правило, не предусматривается централизованное планирование развития генерирующих мощностей. Предполагается, что это развитие будет осуществляться на основе «сигналов рынка». Однако опыт стран, перешедших к конкурентному рынку, показал, что рынок далеко не всегда подает такие сигналы, и требуются специальные «нерыночные» меры для предотвращения дефицита мощностей.

4. Пообъектное развитие электрических систем. Расширение рынка в какой-либо энергосистеме происходит путем строительства отдельных (конкретных) новых электростанций (и линий электропередачи – ЛЭП). При этом в регулируемых рынках (модели 1 и 2) инвестиции в новые электростанции включаются

в инвестиционную составляющую тарифов и окупаются за счет всей электроэнергии, потребляемой в энергосистеме. При конкурентном оптовом рынке (модели 3 и 4) инвестиции в какую-либо электростанцию должны окупаться за счет электроэнергии, вырабатываемой только одной этой электростанцией. Поэтому цена, которую может предложить на конкурентном оптовом рынке новый производитель электроэнергии, будет выше, чем у действующей электростанции того же вида. Это создает экономический (ценовой) барьер для новых производителей в долгосрочном периоде.

5. Положительный эффект масштаба, присущий электроэнергетике как системе, в наибольшей мере реализуется моделью 1, в модели 2 он снижается, а в моделях 3 и 4 – почти теряется из-за дробления компании.

За рубежом активно обсуждаются ход и результаты реформ в разных странах в связи с проявившимися трудностями и отрицательными последствиями дерегулирования электроэнергетики. Обстоятельный анализ опыта дерегулирования<sup>3</sup> позволил выделить одиннадцать недостатков конкурентных рынков электроэнергии. Наиболее серьезными из них являются следующие.

- ✓ *Повышение оптовых цен на электроэнергию с уровня средних издержек по электроэнергетике в целом (при регулировании цен) до издержек наименее эффективной электростанции, замыкающей баланс мощности. Более эффективные электростанции получают при этом дополнительную прибыль – «излишек производителя». В зависимости от структуры генерирующих мощностей конкретной электроэнергетической системы это повышение может составлять 30-50% и даже более.*
- ✓ *Чрезвычайная изменчивость (до непредсказуемости) цен на спотовых рынках электроэнергии (рынке «на сутки вперед»). Как отмечалось, такие рынки не являются настоящими краткосрочными рынками. В Великобритании еще в 2001 г. (после 10 лет функционирования конкурентного рынка) их ликвидировали и перешли на долгосрочные контракты.*
- ✓ *Трудности с инвестированием генерирующих мощностей из-за появления ценового барьера для новых производителей*

---

<sup>3</sup> Woo C.K., King M., Tishler A., Chow L.C. H. Cost of electricity deregulation // Energy. – 2006. – Vol. 31. – P. 747–768.

электроэнергии. При ценах оптового рынка, соответствующих издержкам действующих электростанций, новые электростанции строиться не будут, что приведет к дефициту мощностей и электроэнергии. Рост цен на энергию до уровня окупаемости инвестиций (на 2-4 цент/кВт•ч и более) создаст ущербы экономике и населению, а также принесет монопольные сверхприбыли действующим производителям. Обе альтернативы неприемлемы. Противоречие может быть разрешено только путем государственного регулирования цен и централизованного планирования развития электроэнергетических систем. Повышенные цены, требующиеся для окупаемости инвестиций, должны получать лишь новые электростанции, но не действующие.

- ✓ *Снижение надежности электроснабжения*, о чем свидетельствуют многочисленные аварии (в том числе системные) в США, Западной Европе, России и других странах, перешедших к конкурентному рынку.
- ✓ *Экспорт электроэнергии перестает быть взаимовыгодным*. При конкурентном рынке он невыгоден потребителям страны-экспортера, где повышается спрос и растут цены, а также производителям страны-импортера, где цены снижаются. Между тем при регулировании цен экспорт выгоден потребителям обеих стран – внутренние цены в стране-экспортере снижаются за счет доходов от экспорта при сохранении нормы прибыли у производителей электроэнергии.
- ✓ *Эффект от дерегулирования*, если он имеется, *получают, главным образом, производители электроэнергии*. Наряду с возможной экономией издержек (под влиянием конкуренции) им достаются «излишек производителя» и монопольная прибыль, если на оптовом рынке образуется дефицит.

Указанные (а также другие) недостатки конкурентного рынка в полной мере проявляются как в России, так и в других странах. В частности, к конкурентному рынку (моделям 3 и 4) перешли большинство стран Западной Европы, 13 штатов США, две провинции Канады, Австралия, а также Чили, Аргентина, Бразилия. В результате возникли следующие трудности.

- *Энергетические кризисы* в штате Калифорния, провинции Онтарио, Бразилии, Аргентине и Чили, заставившие вернуться к регулированию. Кризисные явления, связанные

с дефицитом мощностей, резким повышением спотовых цен и ограничениями потребителей, происходили также в Австралии (штаты Виктория и Южная Австралия), где пока сохраняется конкурентный рынок.

- Повсеместно прекратилось строительство капиталоемких ГЭС, АЭС и КЭС на угле. Строились только газотурбинные и парогазовые установки (ПГУ) на природном газе в периоды, когда он был дешевым. Инвестиции в эти установки с низкими удельными капиталовложениями окупались при оптовых ценах, соответствующих издержкам действующих АЭС и КЭС на угле. В Англии в 1990-е годы и в США в первые годы XXI века наблюдался даже «бум» в строительстве ПГУ. Произошло «переинвестирование», которое ранее считалось недостатком, присущим регулируемым монополиям. Следовательно, конкурентный рынок не обеспечивает адекватного развития генерирующих мощностей – возможны как дефициты (что более вероятно), так и избытки мощностей.

- Резко сократилось сетевое строительство, особенно межгосударственных и межсистемных связей. Практически на всех конкурентных рынках возникла проблема «перегрузки ветвей».

- Крупные системные аварии, имевшие место на северо-востоке США, в Италии, Швеции, Дании, Англии в 2003 г., «веерные» отключения в штате Техас в 2006 г. и др.

- Повышение цен на электроэнергию в Норвегии, Швеции, Германии и других странах, опережающее общий индекс потребительских цен. В штатах США, перешедших к конкурентному рынку, цены на 1-2,5 цент/кВт•ч выше, чем в сохранивших регулирование<sup>4</sup>.

В целом ни в одной стране реформирование нельзя считать законченным, первоначальные концепции пересматриваются (происходит «реформирование реформ»).

## Особенности российских рынков

При акционировании электроэнергетики России в начале 1990-х годов была создана двухуровневая структура регулируемых рынков: рынок «Единственный покупатель» (модель 2)

---

<sup>4</sup> McCullough R., Howard B.M., Deen M. The High Cost of Restructuring / Public Utility Fortnightly. – February 2008. – P. 54–58. URL: [http:// www.fortnighly.com](http://www.fortnighly.com).

на федеральном уровне и регулируемые монополии (модель 1) – на уровне регионов. Рынок «Единый покупатель» обладает многими **преимуществами** перед другими видами рынков электроэнергии:

- реализуется эффект конкуренции производителей (при правильном государственном регулировании), что приведет к снижению издержек в сфере генерации и оптовых цен на электроэнергию. Именно в сфере генерации, на которую приходится преобладающая доля общих издержек в электроэнергетике, может быть получен значительный эффект от конкуренции. На сферу сбыта электроэнергии приходится лишь около 5% общих издержек, возможное их снижение ничтожно, и организация конкурентных розничных рынков явно нецелесообразна. В этом преимущество данной модели перед моделью 1;

- сохраняется централизованное оперативно-диспетчерское управление с оптимизацией режимов работы единой энергетической системы (ЕЭС);

- компания «Закупочное агентство» (выполняющая функции единственного покупателя) может централизованно и заблаговременно планировать развитие ЕЭС и финансировать строительство новых электростанций и ЛЭП путем включения инвестиционной составляющей в тарифы на электроэнергию для потребителей;

- электроэнергия у действующих и новых производителей покупается по долгосрочным регулируемым договорам. На строительство новых электростанций проводятся конкурсы, причем инвесторам, выигравшим конкурс, гарантируется возврат вложенных средств за счет достаточно высоких цен на электроэнергию, закладываемых в заключаемые с ними договоры;

- инвестиции в новые электростанции раскладываются (делятся) на всю электроэнергию, потребляемую в ЕЭС, тогда как при конкурентном рынке каждая новая электростанция должна окупать инвестиции только за счет электроэнергии, вырабатываемой этой одной электростанцией. Поэтому увеличение цен на электроэнергию, необходимое для развития ЕЭС, при рынке «Единый покупатель» будет меньше, чем при конкурентном.

Свидетельством достоинств рынка «Единый покупатель» служит успешное развитие электроэнергетики Китая.



За годы, прошедшие после ликвидации РАО «ЕЭС России», состояние электроэнергетики продолжало только ухудшаться, причем перспективы улучшения не просматриваются. Главная причина – принципиальные недостатки концепции заканчивающегося реформирования.

«Целевая модель» создаваемого рынка органически включает все отрицательные стороны конкурентных рынков электроэнергии (моделей 3 и 4), рассмотренные выше. После полной своей реализации (создания долгосрочного рынка мощности, рынков «деривативов» и др.) она будет самой сложной, «запутанной» и неуправляемой моделью в мире. Такая модель выгодна лишь производителям электроэнергии, которые будут получать сверхприбыли от повышения цен путем манипуляций, создания дефицита мощностей и т.п.

Независимость генерирующих и сетевых компаний и их коммерческие интересы (получение максимальной прибыли) привели к потере управляемости в ЕЭС, снижению ответственности за электроснабжение и технологической дисциплины. Свидетельством этому явились беспрецедентная авария в 2009 г. на Саяно-Шушенской ГЭС, системная авария в Санкт-Петербурге 2010 г., новогодние отключения 2011 г. в Подмоскowie и множество менее крупных аварий.

Нерешенной остается **проблема финансирования модернизации и развития генерирующих мощностей ЕЭС**. Еще до расформирования РАО «ЕЭС России» с новыми собственниками оптовых и территориальных генерирующих компаний (ОГК и ТГК) были заключены договоры на предоставление мощности (ДПМ), которые должны были гарантировать реализацию инвестиционных программ ОГК и ТГК до 2012 г., в том числе за счет средств, полученных от дополнительной эмиссии акций компаний (эти средства обеспечивали около 50% инвестпрограмм). В настоящее время эти договоры не выполнены почти всеми ОГК и ТГК, главным образом, из-за начавшегося в 2008 г. финансово-экономического кризиса, который сделал недоступными кредиты банков. В принципе же, механизм ДПМ – не рыночный, он основан на обязательствах ОГК и ТГК перед государством и исчерпает себя после выполнения этих обязательств.

Решение проблемы инвестирования развития генерирующих мощностей ЕЭС России связывается сейчас с **долгосрочным**

**рынком мощности.** После длительных согласований и доработок он был введен Постановлениями Правительства РФ № 89 от 24 февраля 2010 г.<sup>5</sup> и № 238 от 13 апреля 2010 г.<sup>6</sup> Концепция этого рынка весьма сложна. Мы убеждены, что надежды на него не имеют достаточных оснований. Во-первых, в таком виде, в каком он задуман в России, этого рынка нигде в мире нет. Концепция долгосрочного рынка мощности не исследована теоретически и, тем более, нет практического опыта его применения. Во-вторых, рынки мощности вообще действуют только в США, в частности на рынке PJM (штатов Пенсильвания, Нью-Джерси и Мэриленд). Однако на рынке PJM существуют следующие особенности:

– рынки мощности (краткосрочные и долгосрочные) дополняются требованием к электроснабжающим организациям закупать мощность, необходимую для прогнозируемого прироста нагрузки снабжаемых ими потребителей. Такие прогнозы и требования задает системный оператор рынка. В России же структура электроснабжающих организаций (гарантирующих поставщиков и сбытовых компаний) такова, что предъявлять им данные требования просто невозможно;

– на рынках мощности торгуют только мощностями новых газотурбинных и парогазовых станций. В России же, кроме того, необходимо вводить КЭС на угле и ТЭЦ (не говоря уже о ГЭС и АЭС). Как будет происходить торговля с привлечением и этих капиталоемких мощностей, совершенно неизвестно.

Таким образом, **долгосрочный рынок мощности представляет очередной рискованный эксперимент над электроэнергетикой России** (как и уже проведенное реформирование). Ожидание его провала еще на несколько лет продлит инвестиционный (и общий) кризис в электроэнергетике в дополнение к 10 годам, потерянным из-за перехода к конкурентному рынку. **Переход к конкурентному рынку электроэнергии следует признать ошибкой.**

Выход электроэнергетики России из кризиса, включая инвестирование программ развития ЕЭС, возможен лишь

---

<sup>5</sup> О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурсной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности). Постановление Правительства РФ от 24 февраля 2010 г. № 89.

<sup>6</sup> Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода. Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. № 238.

**при коренном изменении концепции ее реформирования и восстановлении государственного регулирования.** Наиболее целесообразен **возврат к двухуровневой структуре регулируемых рынков** электроэнергии, которая была создана в 1990-е годы. Сейчас, когда оптовые генерирующие компании являются независимыми, можно создать полноценный оптовый рынок по модели «Единый покупатель» с конкуренцией между ОГК. Должна быть также усовершенствована система государственного регулирования тарифов на электроэнергию и развития ЭЭС страны.

### **Основные мероприятия по возобновлению государственного регулирования в электроэнергетике России**

Главным и первоочередным мероприятием должно стать **воссоздание федеральной компании** (типа РАО «ЕЭС России»), выполняющей функции «Закупочного агентства» на федеральном оптовом рынке электроэнергии (сохраним за ним название ФОРЭМ) и ответственной за бесперебойное электроснабжение страны и бездефицитное развитие ЭЭС. Назовем ее условно «Федеральной электроэнергетической управляющей компанией» (ФЭУК). В нее должны войти существующие Федеральная сетевая компания (ФСК), системный оператор и администратор торговой системы. Функции последнего следует существенно сузить, ограничив, главным образом, финансовыми взаиморасчетами с участниками ФОРЭМ. ФЭУК должна руководить проектными и научно-исследовательскими организациями отрасли и финансировать их, осуществлять оперативно-диспетчерское управление ЭЭС, управлять функционированием ФОРЭМ, планировать и финансировать развитие ЭЭС, включая организацию конкурсов на строительство новых электростанций. Для этого необходимо создание специального Государственного фонда развития ЭЭС, формируемого преимущественно за счет инвестиционной составляющей тарифов.

Необходимым мероприятием будет **возобновление регулирования тарифов на ФОРЭМ**, включая тарифы электростанций, входящих в состав ОГК и поставляющих электроэнергию на ФОРЭМ. Для этого не потребуется изменять структуру и собственников ОГК – необходимо лишь ввести регулирование

тарифов (как это было в 1990-е годы). Тариф для каждой электростанции устанавливается Федеральной службой по тарифам (ФСТ), которая также регулирует деятельность ФЭУК и устанавливает тарифы на электроэнергию, отпускаемую с ФОРЭМ.

В отпускные тарифы должны включаться средневзвешенная стоимость электроэнергии, поставляемой на ФОРЭМ, расходы на содержание ФЭУК (включая финансирование проектных и научно-исследовательских работ), инвестиционная составляющая и нормативная прибыль. Инвестиционная составляющая определяется, исходя из планов строительства и модернизации электростанций и электрических сетей, принадлежащих ФСК. Эти планы разрабатываются ФЭУК и согласовываются с Минэнерго, после чего ФСТ включает необходимые инвестиции в инвестиционную составляющую тарифов для конечных потребителей. Полученные же за счет инвестиционной составляющей средства поступают в Госфонд развития ЕЭС для последующего финансирования строительства электростанций и электропередач.

Потребуется **комплекс мер по восстановлению регулируемых монопольных вертикально-интегрированных компаний на региональном уровне**. Условно сохраним за ними прежнее название – АО-энерго. Воссозданные АО-энерго будут нести ответственность за электро- и теплоснабжение регионов, что фактически не в состоянии сейчас делать созданные и зачастую меняемые «гарантирующие поставщики». Кстати, в большинстве альтернативных концепций реформирования электроэнергетики, выдвигавшихся вместо концепции РАО «ЕЭС России» в 2000–2002 гг., предусматривалось сохранение региональных АО-энерго.

Возврат к регулируемым АО-энерго обусловлен также:

– необходимостью регулирования тарифов на электрическую и тепловую энергию для конечных потребителей региональными службами по тарифам; в частности, ФСТ не в состоянии регулировать тарифы ТЭЦ, входящих сейчас в ТГК;

– нецелесообразностью организации конкурентных розничных рынков электроэнергии. Возможный эффект от конкуренции в сфере сбыта явно меньше, чем дополнительные расходы на создание компьютеризированных систем учета и взаиморасчетов и на содержание множества сбытовых компаний с их затратами на рекламу и маркетинг;

– явно «нестандартным» статусом территориальных генерирующих компаний, на чем следует остановиться подробнее.

Создание ТГК, состоящих из ТЭЦ разных областей или краёв, является «творчеством» российских реформаторов, не имеющим аналогов в других странах. Их создание может оказаться ошибочным по нескольким причинам. Во-первых, многие ТГК являются монополистами в соответствующих зонах (узлах) оптового рынка из-за большой своей доли в генерирующих мощностях. Во-вторых, их взаимодействие с регулируемыми системами теплоснабжения городов, в которых расположены отдельные ТЭЦ, входящие в ТГК, достаточно проблематично в связи с тем, что распределение экономии от комбинированного производства тепла и электроэнергии между этими двумя видами энергии всегда было трудноразрешимой задачей. Кроме того, неясно, за счет каких средств могут развиваться ТГК в части строительства новых ТЭЦ. Ведь эффективность ТЭЦ определяется доходами от производства не только электрической, но и тепловой энергии. Выявившаяся в 2011–2012 гг. проблема убыточности ТГК при участии в оптовом рынке электроэнергии подтверждает ошибочность их создания.

**Расформирование ТГК** при восстановлении регулируемых АО-энерго (с передачей им соответствующих ТЭЦ) снимает перечисленные проблемы. В частности, установление тарифов на тепло- и электроэнергию будет производиться региональными службами по тарифам совместно (одновременно), как и делалось раньше.

Организационное формирование регулируемых АО-энерго (с расформированием ТГК) может быть проведено несколько различающимися путями. Здесь требуются дополнительные проработки. Укажем варианты.

- При расформировании ТГК входившие в них ТЭЦ могут быть выделены как отдельные АО–ТЭЦ, которые станут дочерними компаниями соответствующих АО-энерго. Акции бывших собственников ТГК могут быть распределены при этом между новыми АО–ТЭЦ таким же образом, как это было сделано при расформировании РАО «ЕЭС России».

- Возможно укрупнение АО-энерго по сравнению с тем их территориальным делением, которое было к 2000 г.

- Может оказаться целесообразным формирование АО-энерго как холдингов, в которые войдут АО–ТЭЦ, существующие распределительные сетевые компании, основная сбытовая компания («Гарантирующий поставщик»), подразделение оперативно-диспетчерского управления, ремонтные организации и др. Подобным холдингом сейчас фактически является «Иркутскэнерго».

- Представляется целесообразной передача или выкуп как можно большего пакета акций АО-энерго администрациям регионов, чтобы они могли контролировать электроснабжение своих территорий.

Наряду с этим при восстановлении регулирования в электроэнергетике потребуются определенные преобразования в Федеральной службе по тарифам, Минэнерго и, возможно, в других ведомствах.

В апреле 2013 г. состоялось совместное заседание Бюро Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НИ «НТС ЕЭС» по теме «Оценка состояния рынка электроэнергии и пути его совершенствования», на котором выявлено множество проблем и недостатков существующего конкурентного рынка электроэнергии и предложены кардинальные меры по изменению концепции рынка, включая переход к модели «Единый покупатель». Заседание приняло поддержанное Комитетом по энергетике Государственной думы РФ обращение к Президенту РФ В.В. Путину и Председателю Правительства РФ Д.А. Медведеву о привлечении специалистов и ученых-энергетиков к анализу действующей модели рынка электроэнергии и устранению имеющихся недостатков. Это подает надежду, что Правительством РФ будут приняты меры по изменению Концепции электроэнергетического рынка России.

Вполне ожидаемо, что восстановление государственного регулирования в электроэнергетике встретит противодействие со стороны собственников генерирующих компаний (ОГК и ТГК), а также, возможно, других организаций (Совет рынка, АТС, сбытовые компании и т.п.). Однако интересы экономики и социальной сферы страны должны быть приоритетными.