

Проблемы развития и институционального реформирования энергоснабжающего комплекса России

В этой статье анализируются проблемы современного состояния энергоснабжающего комплекса России и усилия по их разрешению в плане основных институциональных преобразований, их целевой направленности, трудностей реализации и ожидаемых последствий.

Россия, энергоснабжение, электроэнергетика, проблемы развития, институциональные преобразования.



**Лариса Викторовна
ЧАЙКА**

кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник
Института социально-экономических и энергетических проблем Севера
Коми НЦ УрО РАН

Актуальные проблемы. Наиболее серьезной проблемой современного состояния систем энергоснабжения в России является *снижение производственного потенциала* — значительный износ основных фондов и нарастающий дефицит рабочих мощностей. Такое положение связано с отсутствием стимулов и недостатком инвестиций в обновление основных фондов на протяжении многолетнего периода. Длительный простой в техперевооружении отрасли привел к *отставанию технологической базы обновления энергетики*: многие отечественные энерготехнологии либо не в полной мере готовы к внедрению, либо уже уступают действующим зарубежным аналогам; снижен потенциал специализированных проектировочной и строительной инфраструктуры, машиностроительной базы.

Весьма сложные условия для функционирования и развития систем энергообеспечения создает *интенсивная инфляционная динамика*. Высокие темпы роста цен на топливо и общей инфляции снижают эффективность операционной и инвестиционной деятельности в сфере энергоснабже-

ния до предельных значений, что препятствует ее развитию. *Ценовой диспаритет* внутрироссийских и мировых цен на газ искажает рыночные пропорции сравнительной экономической эффективности энерготехнологий в пользу газовых и приводит к неконкурентоспособности других. Эту ситуацию намечено исправить путем интенсивного роста внутренних цен на газ (постановления Правительства РФ №333 от 28 мая 2007 г. и № 851 от 10 декабря 2007 г.), очевидным последствием которого будут значительное удорожание производимой в стране энергии и высокие темпы инфляции.

Все вышеназванные проблемы препятствуют развитию систем энергоснабжения, а без надежной и эффективной энергетической инфраструктуры нельзя реализовать переход к инновационному пути развития российской экономики, намеченный Правительством РФ [1]. Поэтому обязательным и неотъемлемым компонентом долгосрочного экономического развития России являются институциональное реформирование и технологическая модернизация национальной системы энергообеспече-

ния: «ускоренное развитие электроэнергетической инфраструктуры, преодоление наметившегося дефицита генерирующих и сетевых мощностей, технологическое обновление энергетического комплекса и формирование новой системы институтов либерализованного рынка энергии...» [1].

Рассмотрим ключевые направления институционального развития в сфере энергообеспечения, их целевую направленность, проблемные вопросы реализации и ожидаемые последствия.

Основные институциональные инновации.

Наиболее значимым преобразованием является *создание конкурентного рынка электрической энергии*. В результате реорганизации РАО «ЕЭС России» (завершившейся в 2008 г.) создана новая структура отрасли со значительным демонополизированным сектором (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) и трансформацией имущественных прав: активы тепловой генерации перераспределены в пользу частной собственности, сетей и систем управления — с преобладающей долей государства.

В настоящее время электроэнергетические компании функционируют и взаимодействуют в условиях двухсекторного рынка — регулируемого и свободного ценообразования с поэтапным увеличением доли последнего. Процесс либерализации цен оптового рынка энергии должен завершиться в 2011 г. [2].

В монополизированном секторе энергоснабжения (передача и распределение энергии, оперативно-диспетчерское управление, неконкурирующая генерация, централизованное теплоснабжение) внедряются *инновационные методы тарифного регулирования*, которые ориентированы на усиление стимулирующих механизмов в ценообразовании за счет предоставления возможности получения энергокомпаниями дополнительных доходов в результате

оптимизации своей деятельности. Планируется осуществить переход тарифного регулирования от жесткой схемы согласования всех расходов к методам индексации тарифов и нормирования доходности.

Начиная с 2008 г. тарифы на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке по регулируемым договорам, определяются с применением метода индексации тарифов. В дальнейшем, при замедлении темпов общей инфляции, возможно более широкое использование этого метода в регулируемых сегментах розничных рынков. Для сетевых компаний предполагается переход к ценообразованию на основе метода экономически обоснованного уровня доходности инвестированного (задействованного) капитала, по которому тариф определяется путем оценивания регуляторной базы капитала и установления для нее разрешенной нормы прибыли.

Собственные инвестиционные ресурсы отрасли формируются за счет тарифной выручки (амортизационные отчисления, часть прибыли) и платы за технологическое присоединение. Для усиления этого источника внедряются *новые подходы в инвестиционном обеспечении развития отрасли*.

Во втором полугодии 2008 г. запущен рынок мощности, предусматривающий конкурентный отбор поставляемой электрической мощности и постепенную либерализацию, теми же темпами, что и по продажам электрической энергии.

Для вводимых новых генерирующих мощностей (не учтенные в балансе на 2007 год) регулирование тарифов осуществляться не будет, их энергия будет продаваться на конкурентном оптовом рынке, уровень цен которого должен обеспечить приемлемую для инвестора окупаемость вложенных средств. Для разрешения наиболее острых проблем в генерации — предотвращения дефицита мощности — введен механизм

гарантирования инвестиций, в соответствии с которым возврат инвестированных средств будет осуществляться за счет специальной платы за услуги по формированию перспективного технологического резерва, включаемой в тарифы системного оператора.

Для субъектов государственного регулирования в энергетике, сохраняющих свое монопольное положение на оптовом и розничных рынках электрической и тепловой энергии, инвестиционная составляющая по-прежнему будет включаться в утверждаемые тарифы в соответствии с объемами капиталовложений по программам и проектам развития, прошедшим необходимое согласование. А постепенный переход на стимулирующее ценообразование в регулируемом секторе передачи и распределения энергии по методу экономически обоснованной доходности капитала будет способствовать повышению эффективности инвестиционной деятельности.

Важным источником инвестиций остаются государственные средства. Государство является крупнейшим владельцем активов отрасли в части ядерной и гидроэнергетики, электросетевого хозяйства, диспетчерского управления. Целевой структурой отрасли запланировано сохранение этих позиций, а следовательно, и прямое участие государства в управлении огромным имущественным комплексом, в финансовом обеспечении его развития.

Формы государственного участия в финансировании развития электроэнергетики различны [3]: бюджетные вложения в уставной капитал энергокомпаний (выкуп дополнительной эмиссии акций); реинвестирование доходов от продажи госпакетов акций генерирующих компаний; реализация федеральных целевых программ; софинансирование крупных инвестпроектов в форме государственно-частного партнерства. Бюджетные средства будут на-

правляться главным образом на реализацию инвестиционных программ Росэнергоатома и Федеральной сетевой компании.

Дополнительными мерами финансовой поддержки инвестиционного процесса могут служить: предоставление налоговых льгот, использование ускоренной амортизации и процедуры переоценки основных фондов, формирование привлекательной кредитной линии и благоприятных таможенных условий по импорту оборудования и прочее.

В процессе реорганизации предполагалось привлечение значительных средств в развитие отрасли за счет продажи активов РАО «ЕЭС России» и дополнительной эмиссии акций энергокомпаний. В основном приватизация активов РАО была ориентирована на стратегических инвесторов, принимающих на себя определенные обязательства по выполнению отраслевой инвестпрограммы. По данным Института комплексных стратегических исследований (<http://www.icss.ac.ru>), сформировались три основные группы стратегических инвесторов: российские поставщики топлива и промышленные компании, крупные международные энергохолдинги. Некоторые целевые ориентиры стратегов очевидны.

Интересы топливных компаний связаны с обеспечением контроля за рынком сбыта добываемого ими топлива и с получением дополнительной ренты в результате интеграции с энергетическим бизнесом (Газпром, СУЭК, Лукойл).

Для промышленных компаний объекты генерации интересны с позиций эффективности обеспечения собственных производственных нужд (крупные металлургические компании и прочие энергоемкие потребители). В сфере профильной деятельности дополнительные генерирующие активы приобретаются компаниями для осуществления контроля над региональными рынками электрической и тепловой

энергии (КЭС-холдинг). Международные энергохолдинги, участвуя в российском энергорынке, расширяют сферы своего влияния, оптимизируют экспортно-импортные отношения.

Все отмеченные выше институциональные изменения в целом ориентированы на создание конкурентной среды и усиление рычагов самоорганизации отрасли, на распределение нагрузки между государственным и частным капиталом в обеспечении ее функционирования и развития. Ожидаемыми результатами должны стать повышение коммерческой эффективности деятельности в сфере энергоснабжения, активизация процесса модернизации и устойчивая динамика развития отрасли. Но на пути проводимых преобразований неизбежны трудности и не только однозначно положительные последствия. Обозначим наиболее существенные из них.

Проблемы и последствия институциональной реформы

1. Значительный рост тарифов на энергию.

В дополнение к росту цен на газ и другое топливо, значительному росту тарифов на энергию будут способствовать результаты реформирования электроэнергетики. В условиях свободного ценообразования при слабых конкурентных ограничениях естественно решение вопроса повышения рентабельности производственной деятельности путем максимально возможного роста цен, нежели снижения издержек. Пока рост цен сдерживается существованием и доминированием регулируемого сектора рынка.

В процессе столь масштабной реорганизации отрасли рост тарифов связан и с увеличением организационных и управленческих издержек на корпоративные процедуры в ходе реформы, административно-управленческую надстройку по всем обособившимся видам деятельности. Создание и функционирование коммер-

ческой инфраструктуры рынка увеличит трансакционные издержки в сфере энергообеспечения на администрирование торговой системы, посреднические услуги, контролирующие органы.

Следует ожидать повышения тарифов за счет включения существенной инвестиционной составляющей, которая должна обеспечить возврат и доходность капитальных вложений в развитие производственных мощностей. Если рассматривать возврат инвестиционных потребностей электроэнергетики (около 900 млрд. руб. ежегодно [4]) при условии их минимальной доходности (предположим, 11%), средний тариф по стране (1200 руб./МВт.ч. в 2008 г.) только за счет инвестиционного компонента должен увеличиться за 12 лет как минимум в 2,2 раза в сопоставимых ценах.

Согласно прогнозам Минэкономразвития РФ [5] рост тарифов на электрическую энергию в ближайшие два года составит 126 и 122%, и эти темпы значительно превышают динамику предшествующего пятилетия (около 113% годовых). Негативные последствия для экономики роста энерготарифов хорошо известны — это раскручивание всеобщей инфляции издержек, снижение конкурентоспособности отечественного производства. По нашим оценкам, если цена на газ в 2011 г. увеличится в 2,2 раза, то энергоснабжение от газовых энергоисточников подорожает в сравнении с уровнем 2008 г. на 160 — 170%, а с учетом инвестиционной составляющей — до 190%, тогда, при продолжающемся росте цен на нефть — в 1,5 раза за три года, общая инфляция, инициируемая энергетикой, может составить 140%.

2. Технологические ограничения развития конкурентного рынка. Необходимыми условиями развития конкурентных отношений в электроэнергетике являются доступность и наличие свободных генерирующих и сетевых мощностей, приоритет-

ность экономических критериев в выборе поставщиков. Но объективно существуют технологические ограничения ценового отбора загрузки мощностей.

Во-первых, энергетические объекты — сложные технические системы, они должны работать в параметрах, задаваемых оперативно-диспетчерским управлением, для которого первичны технические требования системности и надежности. В частности, на технологические ограничения конкурентного отбора указывает вводимая правилами оптового рынка приоритетная очередность загрузки генерирующих мощностей [2, с. 82].

Во-вторых, ограничения по доступной мощности связаны с особенностями пространственной конфигурации энергосистемы и пределами пропускной способности линий электропередачи, которые формируют отдельные объекты: «зоны свободного перетока» электрической энергии, «запертые» мощности, дефицитные энергорайоны, изолированные энергосистемы.

В-третьих, весьма сужены возможности организации реальных конкурентных отношений на розничных рынках энергии. Реорганизация не изменила доминирующего (или исключительного) положения территориальных генерирующих компаний на региональных рынках из-за сетевых ограничений на перетоки и условий теплофикации. Объекты энергетики регионального и локального значения в большей части — это когенерационные станции с технологически взаимосвязанным процессом производства электрической и тепловой энергии. Потребности в тепле обеспечат загрузку всех, даже весьма неэффективных, теплофикационных мощностей и приобретение производимой ими электроэнергии. Практически нереализуемым является конкурентный отбор в изолированных региональных энергосистемах, в дефицитных энергозонах.

В целом рынок в основном скорее отображает стоимостную картину функционирования энергосистемы, нежели определяет ее. Конкурентные условия возникают только в отдельных территориальных зонах энергорынка с мощными электросетевыми связями, в части обеспечения полупиковых, пиковых нагрузок или отклонений от плановых объемов потребления, при формировании оперативного и перспективного технологического резерва энергосистемы. В остальном создаваемый рынок электроэнергии, скорее не «конкурентный», а «маржинальный», — механизм свободного ценообразования в генерации, которое ограничивается предельными тарифами замыкающих поставщиков в отдельных территориальных зонах оптового рынка, к которым и будут приближаться равновесные цены по мере их либерализации.

3. *Региональная специфика оптового и розничных рынков.* Электроэнергетическая система России существенно неоднородна в территориальной проекции. Разнородность технологической структуры российской электроэнергетики привела к многократному расхождению региональных тарифов [6]. Дорогая энергия является сдерживающим фактором развития новых производств во многих регионах северных и восточных территорий России. Очевидно, что процесс организации конкурентного оптового рынка электроэнергии ориентирован на решение проблем основной системообразующей электроэнергетики — более благополучной в сравнении с региональной и муниципальной энергетикой. Влияние реформирования отрасли на ситуацию с модернизацией энергетического хозяйства регионального значения трудно прогнозировать вследствие специфики локальных энергоэкономических условий. Несомненно, что развитие магистральных связей будет способствовать сглаживанию региональной дифференциации цен на

энергию, но лишь в небольшой степени. Необходима масштабная модернизация энергетических мощностей проблемных районов с отсталой и чрезмерно дорогостоящей как для потребителей, так и для государства системой энергоснабжения. Именно для этой энергетики должны быть предусмотрены дополнительные преференции процессам развития энергетического хозяйства. Пока реорганизация региональных электроэнергетических компаний мало что изменила в ситуации с инвестиционным обеспечением, напротив, уменьшились возможности концентрации собственных средств для технологического обновления основных фондов.

4. *Усложнение механизмов управления развитием электроэнергетики.* Оптимизация развития энергосистем как технологически единого комплекса требует системного подхода — взаимосогласованных планов развития топливоснабжения, генерирующих мощностей, сетевой инфраструктуры. Реорганизация по видам деятельности разрушила естественную отраслевую иерархию и изменила возможности государственного контроля и управления в функциональных подсистемах электроэнергетики. Взамен ведомственной соподчиненности предложена экономическая самостоятельность деятельности и рыночная самоорганизация, которая сама по себе не может решить вопросы реализации единой концепции развития, как того требует технология.

Функции прогнозирования и планирования развития электроэнергетической системы на федеральном и региональном уровнях остаются в компетенции государственных органов управления. Но если на федеральном уровне механизмы управления и финансовые средства имеются, то на региональном — возможностей планировать и реализовывать меры по развитию энергетических объектов практически нет.

Организационная реформа изменила систему ответственности энергоснабжающих организаций перед потребителями. Ранее ведомственная интеграция всех звеньев процесса энергоснабжения обеспечивала их корпоративную ответственность, согласованность в выполнении обязательств. Теперь за доступность, качество и надежность энергоснабжения перед потребителями ответственны независимые энергосбыты, которые не участвуют в производственном процессе и не могут влиять на функционирование и развитие производственных мощностей в генерации и сетях.

5. *Проблемы активизации инвестиционного процесса.* Рост цен на энергию и дальнейшая их либерализация еще не являются достаточными условиями для активизации инвестиционного процесса. Неоднозначно, что свободное ценообразование в электроэнергетике будет способствовать заметному росту эффективности инвестпрограмм, поскольку их доходность может ощутимо нивелироваться высокой инфляцией, вызываемой удорожанием энергетических цен. Специфика воспроизводственного процесса в электроэнергетике — высокая капиталоемкость и технологичность, длительные периоды реализации проектов — ограничивает круг потенциальных инвесторов и возможность привлечения заемного капитала.

Для действующих на рынке частных энергокомпаний условия системного дефицита мощностей оптимальны: они имеют гарантированную загрузку, доходы и не заинтересованы в приросте новых мощностей. Мотивацией для частных владельцев к участию в инвестиционном процессе служит планируемый рост доходов и стабильность положения энергокомпаний на рынке. Эти побуждающие факторы будут активизироваться в продолжение длительного периода по мере становления

конкурентных отношений. Но развитие электроэнергетики, как жизненно значимого для экономики инфраструктурного комплекса, не может опираться только на рыночную самоорганизацию, поэтому задействованы дополнительные направляющие и поддерживающие механизмы государственного управления (обязательства по поставкам мощности и выполнению инвестпрограмм) и его прямое участие в инвестиционном процессе.

Общий объем инвестиций на реализацию планов Генеральной схемы развития электроэнергетики до 2020 г. [7] оценивается в прогнозных ценах 20,7 трлн. руб., или 11,8 трлн. руб. в ценах 2005 г. [4]. Эти потребности планируется обеспечить на 42 % за счет собственных средств энергокомпаний, а на 58% — путем привлечения внешних ресурсов (продажа активов РАО, дополнительная эмиссия, бюджетные средства и кредиты)[4]. Инвестиции в развитие атомной и гидроэнергетики в период до 2020 г., предполагается, должны составить в текущих ценах 5,1 трлн. руб., тепловой генерации — 6,5; сетей ЕНЭС — 4,9; распределительных сетей — 4,2 трлн. руб. Эти цифры показывают, что зоны ответственности государственного и частного бизнеса в финансовом обеспечении инвестпрограмм распределяются приблизительно поровну.

Обозначенные Генсхемой сценарии развития национальной электроэнергетики выглядят масштабно, но амбициозно и малореалистично на фоне современного уровня оценивания производственных активов и годового объема товарной продукции. В 2007 г. полная учетная стоимость основных фондов электроэнергетики России составляла (по нашим оценкам на основе данных Росстата) около 3 трлн. руб., а выручка от продаж энергии — около 1,3 трлн. руб. В этой ситуации реалистично использование собственных средств

энергокомпаний на капиталовложения не более 0,3 трлн. руб. — менее 30% от ежегодных потребностей инвестпрограммы в ценах 2007 г., остальное должно быть обеспечено внешними ресурсами — главным образом дополнительной эмиссией акций, а также за счет кредитов и бюджетных средств по целевым программам. Для привлечения внешних инвестиций нужна высокая доходность, что осуществимо при свободном ценообразовании. Продажа государственной доли в капитале генерирующих и энергосервисных компаний должна была обеспечить около 1 — 1,5 трлн. руб., но основная их часть реинвестирована в приобретение контрольных пакетов сетевых активов.

В общем, обновление отрасли было и остается вопросом цен и доходности деятельности в сфере электроэнергетики. И, вне зависимости от источника инвестиций, их возврат и доходность должны обеспечиваться выручкой, а следовательно, будут оплачены потребителями электрической и тепловой энергии. Реализация намеченной грандиозной программы обновления электроэнергетики России неизбежно приведет к кратному удорожанию стоимости энергии. К этому должны быть готовы потребители — планировать и осуществлять меры, способные нивелировать ожидаемый существенный рост затрат на свое энергообеспечение.

Резюмируя представленный анализ институционального реформирования энергоснабжающего комплекса России, отметим, что каждая из названных выше проблем по значимости и актуальности заслуживает быть предметом углубленных научных исследований. Переход энергоснабжающего комплекса страны в новое качество, соответствующее новой экономике, — это дестабилизация всех энергоэкономических связей, поиск их нового равновесного состояния, балансового соотношения цен-

ности энергии и других ресурсов и благ. Этот процесс будет длительным и небезболезненным, но негативные последствия могут быть ослаблены при постоянном внимании к

отмеченным проблемам, корректировке и точной настройке механизмов государственного управления и регулирования деятельности в сфере энергоснабжения.

Литература *

1. О концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г. (вместе с «Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г.): распоряжение Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. № 1662-р // Собрание законодательства РФ. – 2008. – №47.

2. О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода (с изм. и доп., вступившими в силу с 16.01.2008): Постановление Правительства РФ от 24.10.2003 № 643 (ред. от 29.12.2007).

3. Веселов, Ф.В. Возможности и проблемы финансового обеспечения инвестиционной деятельности в электроэнергетике / Ф.В. Веселов // Вести в электроэнергетике. – 2008. – №2 – С. 11-16.

4. О генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики в России // Вести в электроэнергетике. – 2007. – №6. – С. 8-10.

5. Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2009 год и плановый период 2010 и 2011 годов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.economy.gov.ru/>

6. О предельных уровнях тарифов на электрическую и тепловую энергию на 2008 год: приказ Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 11 апреля 2007 г. №67-э/4 // Российская газета. Федеральный выпуск. – 2008. – № 4344.

7. О генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года: распоряжение Правительства РФ от 22.02.2008 № 215-р // Собрание законодательства РФ. – 2008. – № 11.

* В работе использованы нормативно-правовые документы Российской Федерации, предоставленные электронной справочно-правовой системой «КонсультантПлюс».