

Глава 16.

Снятие ограничений на развитие тепло- и электроэнергетики

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

- В электроэнергетике вновь наблюдается и продолжает увеличиваться высокая концентрация генерирующих активов. Многие генерирующие компании и холдинги имеют на оптовом рынке исключительное положение в регионах. Отсутствует целостное регулирование отрасли, с оценкой последствий решений для смежных рынков. Доходность частных тепловых генерирующих мощностей в реальном выражении снижается, а государственных сетевых, гидро- и атомных активов выросла в разы, что подрывает доверие инвесторов.
- Потенциал роста цен на электро- и теплоэнергию исчерпан, теперь необходимо повышение эффективности — в первую очередь, инфраструктурных составляющих.
- Необходимо обеспечение реальной конкуренции на розничном рынке параллельно с усилением регламентации деятельности гарантирующих поставщиков. В противном случае возможно появление разрывов в платежах.
- Отрасли необходим новый план развития и новая система регулирования: переход на долгосрочные методы; развитие конкурентных отношений; устранение перекрестного субсидирования; повышение клиентоориентированности компаний.
- Необходимо убрать финансирование инвестиций АЭС и ГЭС из тарифа, довести до конца либерализацию оптового рынка, развивать торговлю по прямым

договорам. В сетях необходимо включение объектов в инвестпрограмму только при наличии заказчика или в рамках органического роста спроса, оплата доходности и возврат инвестиций должны происходить только за реально востребованные объекты.

1. АНАЛИЗ СИТУАЦИИ. ОСНОВНЫЕ ВЫЗОВЫ

1.1. Состояние отрасли, ценовые диспропорции

В 2010 г. потребление электроэнергии в России возросло по сравнению с 2009 г. на 4,54% (1021,48 млрд кВт/ч). Высокий рост электропотребления связан как с выходом экономики страны из кризиса, так и с погодными условиями. Установленная мощность электростанций в 2010 г. достигла 220,3 млн кВт, в том числе 214,9 млн кВт в составе ЕЭС России, что на 20,5 млн кВт превысило показатель 1990 г. При этом максимум нагрузки ЕЭС России 1990 г. в постсоветский период превышен не был.

Основными видами топлива для предприятий электроэнергетики в сфере централизованного энергоснабжения остаются газ (около 70%) и уголь (около 27%). Резервное топливо для большинства генерирующих компаний — мазут. В 2010 г. поставка газа возросла на 7,8%, угля — на 10,4%.

Инвестиции государственных энергетических компаний в 2010 г. составили 602 млрд руб. (+35%). Несмотря на обширные инвестиционные программы, **угрожающее старение основных фондов сохраняется**. По оценочным данным, физический износ основных фондов в целом по России составляет: котельных — 54,2%, трансформаторных подстанций — 57,4%, тепловых сетей — 57,8%, электрических сетей — 51,32%. Степень износа объектов электро- и теплоэнергетики в настоящее время по отдельным территориям достигает 70–80%. Уровень износа оборудования и необходимость повышения энергоэффективности отрасли требуют вывода из эксплуатации в ближайшие 20 лет 67,7 гВт мощностей, в том числе на ТЭС — 51,2 гВт и на АЭС — 16,5 гВт. Демонтаж оборудования в варианте активного обновления электроэнергетики требуется в объеме 118,3 гВт. Все это отражается на уровне надежности работы отрасли и качества ресурсос-

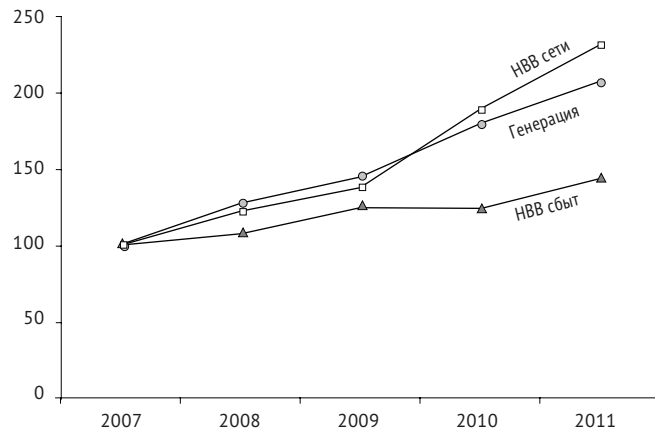


Рис. 1. Динамика выручки по электроэнергии (мощности) по первой и второй ценовой зоне, %

набжения потребителей. В настоящее время этот уровень в России в десятки раз ниже, чем в европейских странах.

Динамика тарифа на электроэнергию (э/э) ТЭС в основном определяется динамикой цен на газ, при этом заметно запаздывание реакции на кризис, вызванное годичным циклом тарифного регулирования.

Цена на мощность ТЭС в 2007–2010 гг. остается регулируемой (тариф). В 2011 г. для большого количества тепловых станций также введены регуляторные ограничения на цену мощности, отменена индексация цены на мощность по сравнению с 2010 г. Рост тарифа на мощность (в расчете на кВтч выработки станций) в 2009 г. обусловлен падением выработки в связи с кризисом.

Динамика нерегулируемой цены э/э (цена РСВ) корректно отражает конъюнктуру спроса и предложения на рынке: наблюдается значительное падение цены в кризис 2009 г., несмотря на прирост цен на газ и рост нерегулируемой цены в последующие годы, что отражало рост потребления и цены на газ.

Рост среднеотпускной цены АЭС и ГЭС РусГидро обусловлен ростом либерализации рынка. При этом в последние годы инвестиционная составляющая их тарифа снижается и по существу компенсируется за счет дальнейшей либерализации.

Динамика выручки по предприятиям отрасли показывает, что ее наибольший рост за последние годы приходится на сетевую составляющую.

Как показал анализ данных по тарифам в сфере теплоснабжения в субъектах РФ в 2006–2011 гг., средний тариф на тепловую энергию для конечных потребителей в среднем по субъектам РФ возрос с 379 до 782 руб./Гкал.

В конечном тарифе на тепловую энергию стоимость производства тепловой энергии в среднем составляет более 70% (в том числе на ТЭЦ — 64%), стоимость передачи тепловой энергии — около 20%. При этом структура конечного тарифа меняется в сторону увеличения сетевой составляющей.

Анализ данных по тарифам на тепловую энергию на коллекторах ТЭЦ и котельных в субъектах РФ в 2011 г. показал, что в среднем тарифы на тепловую энергию на коллекторах котельных превышают тарифы ТЭЦ на 74% (разброс по регионам от 20% в Ставропольском крае до 410% в Архангельской области).

Анализ динамики изменения средних по регионам тарифов на тепловую энергию на коллекторах ТЭЦ и котельных в 2006–2011 гг. показал их неравномерное изменение. Превышение среднего тарифа на тепловую энергию на коллекторах котельных над средним тарифом на тепловую энергию на коллекторах ТЭЦ в это время колебалось в пределах 55–83%

В среднем по регионам условный тариф на оказание услуг по передаче тепловой энергии за период 2006–2011 гг. вырос со 160 руб./Гкал до 298 руб./Гкал. Разброс условного тарифа на оказание услуг по передаче тепловой энергии по анализируемым субъектам РФ составил от 50,9 до 781,6 руб./Гкал. В среднем по регионам уровень тепловых потерь за период 2006–2011 гг. увеличился с 13,5 до 16,1%.

Следствие такой ситуации — падение инвестиционной привлекательности ТЭС, у которых рост тарифа отставал от роста цены топлива.

Сильный рост сетевого тарифа и инвестиционных возможностей сетей сопровождается отсутствием у них должной мотивации к повышению эффективности инвестиций. Оценочная «эффективность» расходования инвестиций — половина от потраченных средств. Бесконтрольное поведение мелких региональных и муниципальных сетей под крышей «единого котла» нередко ведет к выводу денег из отрасли.

Таблица 1. Ценовые диспропорции

Цены и тарифы на электроэнергию	Рост цен с 2007 г., %
Цена для потребителя	93
Тариф ФСК	180
Тариф РСК	111
Тариф РусГидро	191
Тариф АЭС	84
Тариф ТЭС	92
Цена на газ	111
Цена на топливо	104

Конечные цены как на электроэнергию, так и на тепло практически исчерпали потенциал роста. Ситуация подошла к порогу готовности потребителей отсоединяться как от тепловых, так и от электросетей и строить собственные тепловые и генерирующие мощности. Развитие событий по такому сценарию приведет к удорожанию электроэнергии и тепла для остающихся потребителей и к еще большему росту цен.

Поскольку стимул к отсоединению выше для крупных потребителей, электроэнергетики перераспределяют бремя роста цен на низкое и среднее напряжение, на котором снабжаются мелкие и средние потребители (малый и средний бизнес). Именно там происходят нетерпимые явления с ростом конечных цен до 5–6 руб. На этом слое потребителей сходятся все недоработки системы: там более всего растет сетевой тариф (его вклад в конечную цену превысил 55%), увеличивается и фактическая маржа сбытовых компаний — гарантирующих поставщиков.

В электроэнергетике наблюдается высокая концентрация генерирующих активов, в силу которой многие генерирующие компании и холдинги имеют на оптовом рынке исключительное положение в отношении ряда регионов.

Основная неэффективность кроется в инфраструктурных составляющих: тепло- и электросетях. С одной стороны, там нужны масштабные инвестиции, с другой, там сначала необходимо выстроить мотивации и систему эффективного расходования средств.

1.2. Основные вызовы и риски

В целом ситуация в отрасли характеризуется одновременным негативным влиянием нескольких факторов:

- с 2007 г. у потребителей цена выросла более чем в два раза, а существенных улучшений — модернизации, повышения надежности и т. д. — не происходит;
- основной рост цен пришелся на низкое напряжение, то есть — на малый и средний бизнес;
- субъекты отрасли не имеют стимулов для модернизации, капитализация компаний падает, частные собственники готовы продавать активы;
- нет целостного управления ситуацией в электро- и теплоэнергетике: решения принимаются (или не принимаются) без учета последствий для смежных участков и отрасли в целом.

Основная причина происходящего — отсутствие целостного регулирования отрасли, при котором все решения увязывались бы между собой и включали оценку последствий для смежных рынков. В результате доходность тепловых генерирующих мощностей (в основном частных) за последние несколько лет не только не выросла, но в реальном выражении снижается, в то время как государственные компании (сетевые, гидро- и атомные) увеличили свою доходность в разы. Тенденция к ускоренному росту тарифов государственных компаний при сдерживании доходности частных подрывает доверие инвесторов. Все тарифные составляющие цены в отрасли (кроме платы за мощность тепловой генерации) выросли в 2–3 раза, в то время как либерализованная цена электроэнергии лишь «отслеживала» рост цены на газ и даже снижалась в период кризиса.

В результате частные инвесторы в отрасли готовы к продаже своих активов (даже с потерей стоимости) государственным компаниям, что свидетельствует не только об отсутствии у них стимулов к модернизации и развитию, но и о негативной оценке перспектив бизнеса в принципе. Продолжение повышения концентрации генерирующих активов угрожает эффективному функционированию оптового рынка. Отсутствие стимулов у владельцев генерирующих компаний к модернизации существующих мощностей может привести к ухудшению состояния «старых» мощностей и к не-

обходимости либо увеличить тариф для них, либо к значительному выводу таких мощностей из эксплуатации.

Происходит пересмотр принятых тарифных решений, являющийся естественным следствием роста тарифов, незавершенности преобразований и неэффективности регулирования.

Развитие ситуации в отрасли не соответствует планам Правительства. Фактически отрасль переживает переломный момент: часть потребителей уже готова отсоединяться как от тепловых, так и от электросетей и строить собственные тепловые и генерирующие мощности. Развитие событий по такому сценарию приведет к удорожанию электроэнергии и тепла для остающихся потребителей и к еще большему росту цен.

Отсутствие либерализации розничного рынка привело к монополии сбытов-гарантирующих поставщиков и росту фактических платежей потребителей за счет штрафов, объемов оплачиваемой мощности, манипулирования с ценами трансляции, в том числе за счет числа часов использования мощности, и пр. Фактическая цена оказывается выше отчетной в среднем примерно на 5–7%.

Сдерживание тарифов на тепло привело к тому, что когенерация вместо того, чтобы быть самой эффективной, модернизироваться и развиваться, является самой убыточной и непривлекательной.

Отсутствие стабильных правил, корректировка ранее принятых решений подорвали возможность всякого долгосрочного планирования и стремление к повышению эффективности. А фактический рост доходности государственных компаний при падении доходности частных компаний подрывают доверие инвесторов.

С учетом роста концентрации генерирующих активов конечный потребитель остается без всякой защиты как со стороны государства, так и со стороны рынка. А отрасль постепенно теряет стимулы для модернизации существующих мощностей. Такая ситуация угрожает эффективному функционированию оптового рынка, может привести к значительным нарушениям в энергобалансе: ухудшению состояния «старых» мощностей и даже значительному выводу таких мощностей из эксплуатации.

Существенные ограничения на развитие отрасли накладывает незавершенный характер преобразований, осуществляемых в ней Правительством Российской Федерации, в том числе:

- незавершенная либерализация рынка мощности снижает инвестиционную привлекательность генераторов и стимулы к модернизации и развитию;
- в условиях перехода на РАБ-регулирование сетей в отсутствие системы оценки инвестиционных программ, качества и надежности их услуг, а также целостной системы оценки уровня тарифов мелких сетевых компаний произошел резкий рост сетевого тарифа за счет завышения инвестиционной программы при низкой эффективности расходования полученных инвестиционных средств;
- в условиях не либерализованного розничного рынка возник «монополизм по закону» сбытовых компаний — гарантирующих поставщиков, что повлекло увеличение их реальной сбытовой надбавки в несколько раз выше регулируемого уровня;
- в результате сдерживания тарифа на тепло и доходности генерирующих компаний полностью нарушены стимулы в части когенерации, что должно было быть одним из основных преимуществ российской электроэнергетики с ее высоким уровнем централизованного теплоснабжения.

2. ВОЗМОЖНЫЕ СЦЕНАРИИ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ

Рассматривается возможность реализации двух ключевых сценариев развития отрасли: инерционного и оптимального.

Инерционный сценарий

- На оптовом рынке сохраняется существующая система конкуренции по электроэнергии и система оплаты всей генерирующей мощности.
- Строительство и модернизация новых мощностей будет вестись исключительно на основе договоров предоставления мощности.
- На розничном рынке продолжается снабжение потребителей исключительно через гарантирующих поставщиков, число субъектов оптового рынка расти не будет.
- В результате давления со стороны крупного бизнеса, тяжесть перекрестного субсидирования будет все более переноситься

с крупного бизнеса на малый и средний, при этом общий объем перекрестного субсидирования не уменьшится.

- Концентрация генерирующих компаний будет продолжать расти, причем преимущественно за счет роста компаний, подконтрольных государству.
- Методики сетевого тарифообразования не изменятся.

Реализация такого сценария приведет к следующим последствиям:

- Без изменения тарифообразования на тепло, производимое на ТЭЦ, когенерирующие станции, несмотря на свою технологическую эффективность, не будут экономически эффективны, что может привести к их ускоренному выводу из эксплуатации.
- Вывод генерирующих мощностей потребует увеличения объемов договоров предоставления мощности, существенно более дорогих, чем стоимость существующей мощности.
- Объекты в новых договорах предоставления мощности будут планироваться на основе административных процедур. В результате не все объекты будут впоследствии реально востребованы. Строительство новых мощностей на внеыночных основаниях уменьшит конкурентоспособность действующих мощностей и ускорит их вывод из эксплуатации.
- Увеличение объемов строительства по договорам предоставления мощности и, как следствие, увеличение нагрузки на крупный бизнес усилит тенденции к строительству собственных мощностей в попытках снизить обязательства по оплате договоров предоставления мощности.
- В результате политики сдерживания тарифов для населения и роста конечной цены за счет роста как сетевого тарифа, так и цен оптового рынка перекрестное субсидирование будет продолжать увеличиваться.

При увеличении доли субъектов, решающих свои проблемы энергообеспечения (в теплоснабжении и в электроснабжении) за счет собственных инвестиций, стоимость энергоснабжения будет продолжать возрастать для потребителей, не способных технически обеспечить себе отдельное энергоснабжение и вынужденных нести бремя оплаты издержек всей системы.

Оптимальный сценарий

- Создается единый федеральный орган исполнительной власти (Агентство энергетического развития), отвечающий за развитие отрасли в целом и призванный решать проблемы преодоления инфраструктурного отставания.
- Следует стимулировать широкомасштабную конкуренцию на розничном рынке. Уровень розничных цен таков, что конкуренция неизбежно приведет к давлению на гарантирующих поставщиков и снижению конечных цен и сбытовой маржи. Нужно перевести закупку электроэнергии гарантирующими поставщиками в форму закупок на организованных торгах.
- На оптовом рынке снимаются различия в условиях инвестирования на АЭС, ГЭС и ТЭС. Возврат затрат на инвестиции для всех компаний должен происходить только после ввода объектов за счет оплаты поставок по нерегулируемым ценам. В результате возврат капитала и доходность будут обеспечивать только реально востребованные объекты.
- Проводится последовательная либерализация оптового рынка. Появляется справедливая оценка стоимости генерации и реальные стимулы к модернизации генерирующих мощностей.
- Инвестиционные программы защищаются от неэффективных трат за счет включения в них исключительно объектов «органического» роста (соответствующего росту спроса). Используется нормирование затрат на основе бенчмаркинга и обязательный технологический аудит правомерности осуществленных инвестиционных и технических решений.
- После формирования полноценной, способствующей экономическому росту модели регулирования отрасли осуществляется масштабная приватизация государственных энергоактивов.

В теплогенерации и теплоснабжении

- Вводятся нерегулируемые цены на тепло для всех юридических лиц в пределах стоимости тепла для потребителей от альтернативной котельной (текущий уровень тарифов местами уже превышает этот уровень).
- Создается программа инвестирования в теплосети по модели функционирования Фонда ЖКХ (соинвестирование со стороны государства) или льготных инфраструктурных облигаций.

- В поставке населению тепла и электроэнергии ключевым становится понятие «дотируемой социальной нормы потребления». Остальное потребление переводится на покупку по рыночным ценам.

В рамках реализации данного сценария будут обеспечены:

- Внедрение реальной и технологически достаточно просто организованной конкуренции за потребителя на розничном рынке среди энергосбытовых компаний, в том числе гарантирующих поставщиков.
- Создание инфраструктуры и правил торговли для развития всех видов двусторонних договоров: физических, финансовых, торговли производными инструментами — стандартизованными контрактами.
- Замена централизованного конкурентного отбора мощности двусторонними отношениями по покупке мощности и электроэнергии и оплатой по факту объема мощности, превышающей закупленную по двусторонним договорам.
- Усиление вовлеченности потребителей в процесс формирования цен и условий поставки электроэнергии (мощности) как при помощи развития двусторонних договоров, так и при помощи развития торговли управляемым потреблением (добровольным ограничением нагрузки).
- Изменение принципов функционирования и регулирования гарантирующих поставщиков, основным функционалом которых будет являться простейшее транслирование результатов закупки электроэнергии у поставщиков потребителям, организация эффективного биллинга и сбора платежей при долгосрочном регулировании необходимой валовой выручки и соблюдении требований по надежности и качеству оказываемых услуг.
- Повышение эффективности работы сетевых организаций и сдерживание в связи с этим необоснованного роста конечных цен, не подкрепленного реальным ростом качества и надежности обслуживания населения.

Необходимо подчеркнуть, что предлагаемые изменения на оптовом и розничном рынке жестко связаны и должны осуществляться одновременно. Нецелесообразно осуществлять изменения на оптовом рынке без развития конкуренции на розничном рынке и наоборот.

3. МЕРЫ ОТРАСЛЕВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНОГО СЦЕНАРИЯ

Конечные цены как на электроэнергию, так и на тепло практически исчерпали потенциал роста. При этом наиболее значительные потери энергосистема продолжает нести от ухудшения качества работы инфраструктурных составляющих: тепло- и электросетей. Здесь необходимо последовательно решить две задачи: сначала выстроить мотивации и систему эффективного расходования средств, а затем привлечь в их модернизацию масштабные инвестиции.

Нужно изменить правила розничного рынка электроэнергии, разрешив потребителям розничного рынка вступать в прямые взаимоотношения с поставщиками оптового рынка.

На оптовом рынке и в сетях

- Убрать финансирование инвестиций АЭС и ГЭС из тарифа и приравнять их к ТЭС. Затраты на инвестиции должны возвращаться только после ввода объектов.
- Довести до конца либерализацию оптового рынка. Появится справедливая оценка стоимости генерации и реальные стимулы к модернизации.
- Ввести и развивать торговлю по прямым договорам на электроэнергию с мощностью между потребителями и поставщиками оптового рынка, обеспечив тем самым либерализацию торговли не только электроэнергией, но и мощностью.
- Обеспечить давление на цены оптового рынка со стороны потребителей, введя механизм конкурсной (аукционной) закупки гарантирующими поставщиками электроэнергии и мощности по прямым договорам, заключаемым по итогам проведения конкурса (аукциона).
- Отказаться от принципа оплаты всей генерирующей мощности оптового рынка, перейдя к оплате востребованной мощности с одновременным переносом бремени содержания резерва с потребителей оптового рынка на поставщиков.
- Обеспечить возможность торговли поставщиков резервами генерирующих мощностей.
- По мере становления торговли по прямым договорам, которая выступит естественным стабилизатором цен на роз-

ничном рынке, усилить ценовые сигналы на рынке на сутки вперед, стимулирующие работу генераторов в пиковые часы, за счет ослабления ограничений, наложенных на рынках на сутки вперед.

- В сетях сформировать режим регулирования тарифов, стимулирующий эффективность инвестиционной деятельности сетевых компаний и повышение качества и надежности обслуживания потребителей. Дополнительные стимулы к повышению эффективности должны сформироваться в процессе реализации программы приватизации сетевых компаний.
- Возврат капитала должен осуществляться только за объекты, которые оказались реально востребованными. По срокам и объемам оплаты доходности необходимо провести детальное обсуждение целесообразности отказа от начисления доходности с начала осуществления инвестиций с учетом возможного влияния на увеличение стоимости заимствования и рисков падения кредитоспособности компаний.
- В инвестиционную программу, помимо проектов, связанных с обеспечением надежности и качества и достижением энергоэффективности, включать только объекты в размере «органического» роста спроса (в пределах темпов роста потребления электроэнергии населением и малыми и средними предприятиями с учетом их развития). Любые дополнительные объекты, в том числе под крупных потребителей, включать только при наличии конкретного заказчика (бизнес или федеральные, региональные, местные власти), который отвечает собственными средствами, если объект оказался невостребованным.
- Ввести нормирование затрат и обязательный технологический аудит правомерности осуществленных инвестиционных и технических решений. При этом учитывать результаты бенчмаркинга в сопоставимых условиях.
- Приватизировать операционные компании Холдинга МРСК, обеспечив при этом либо схему участия акционеров головной компании Холдинга в распределении доходов от продажи акций операционных компаний, либо схему, позволяющую акционерам головной компании конвертировать свои акции в акции операционных компаний перед их продажей.

В области теплоснабжения

- Ввести нерегулируемые тарифы на тепло для всех юридических лиц в пределах стоимости тепла для потребителей от альтернативной котельной (текущие тарифы местами уже превышают этот уровень).
- Создать программу инвестирования в теплосети по модели Фонда ЖКХ (соинвестирование со стороны государства) или льготных инфраструктурных облигаций. Без этого ресурсов в тарифах на инвестиции в теплосети не хватит без значительного роста тарифов.
- Соинвестирование в тепловые сети со стороны государства проводить только в случае наличия комплексного проекта повышения эффективности работы тепловых узлов, отдавая приоритет теплоснабжению от источников когенерации тепло- и электроэнергии.

В поставке населению тепла и электроэнергии

- Принять программу радикального сокращения перекрестного субсидирования, сопровождая ее программой, в которой необходимо скомбинировать введение социальной нормы потребления, дотации малообеспеченным (сначала через сбытовые компании, а впоследствии адресные) и частичную легализацию перекрестного субсидирования.
- Частичная легализация перекрестного субсидирования может потребоваться в том случае, если тариф в рамках социальной нормы будет слишком высок.