



## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО МЕХАНИЗМА ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ

### К вопросу о внедрении новой модели оптового рынка электроэнергии\*

Александрова Н. С., канд. экон. наук

ОАО «ЦФР», Москва



Выполнен анализ предложений по изменению принципов работы существующей модели оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Это представляется актуальным, так как Правительством РФ планируется введение новой модели рынка до конца 2015 г. Тезисно рассмотрены возможные последствия предлагаемых договорных, технологических, экономических и финансовых решений. Показано, что за принятием общих теоретических формулировок, звучащих вполне достоверно и надежно, может последовать негативное развитие событий на практике.

**Ключевые слова:** реформа энергетики, модель оптового рынка электроэнергии, предложения и последствия.

Александрова Н. С.

В Постановлении Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» отмечено, что успешное проведение реформы зависит от решения ряда основных задач, в том числе от создания эффективного механизма снижения издержек в сфере производства (генерации), передачи и распределения электроэнергии и улучшения финансового состояния организаций отрасли. *В ходе проведения реформы* поставленные задачи не были выполнены: *затраты и цены в электроэнергетике растут большими темпами, цены на электроэнергию для конечных потребителей достигли мирового уровня*, а в некоторых случаях даже превзошли его. Издержки возросли настолько, что в настоящее время Правительство РФ планирует замораживание цен на 1 – 2 года. Минэнерго РФ предлагает участникам ОРЭМ выступить с программами по снижению издержек. Очевидно, что *рыночные механизмы в существующей модели не способны самостоятельно регулировать ценообразование в разумных пределах*. Требуется выработать новые принципы функционирования отрасли.

В настоящее время предлагается несколько вариантов решения: оставить действующую модель ОРЭМ; выбрать модель договора поставки мощности «ДПМ-штрих» (гарантиро-

ванное финансирование энергокомпаний, но не в сфере нового строительства, а для проведения масштабной модернизации); выработать принципиально новое модельное решение. Однако существуют ли прогнозные расчеты экономических последствий применения вышеуказанных вариантов целевой модели рынка? Есть ли вообще связь между анализом ценообразования в рамках текущей модели, итогами реформы и прогнозами экономических последствий в будущем при изменении модели? В печати для широкой общественности, заинтересованной в развитии отечественной энергетической отрасли, такие расчеты не представлены. В данной статье тезисно отражены результаты анализа основных постулатов предлагаемых изменений текущей модели ОРЭМ и возможные последствия их применения на практике.

#### 1. Централизованный рынок электроэнергии

1.1. Обеспечение более прозрачной зависимости результатов выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) от ценовых заявок.

На практике повышение прозрачности ВСВГО на основе ценовых заявок даст больше простора для единовременных хищнических финансовых вливаний, когда недобросовестные финансисты в погоне за минутной выгодой будут стараться демпинговать с рас-

\* В порядке обсуждения. *Ред.*

четом последующего ухода из отрасли по принципу “прибыль сняли, а после нас — хоть потоп”. *Нет гарантированной защищенности основных фондов электростанций от хищнической эксплуатации при полном разрыве физических и финансовых потоков.*

1.2. Все типы двусторонних договоров — финансовые.

На практике это означает еще большее, чем сегодня, разъединение между реальным потреблением электроэнергии от конкретных производителей — электростанций и финансовыми потоками за осуществляемую выработку.

*При увеличении числа двусторонних договоров в выигрыше окажутся те крупные потребители, которые смогут заранее выкупить наиболее “дешевые выработки”, что вполне закономерно, поскольку масштабность объемов покупки будет побуждать всех генерирующих компаний стремиться заключить с ними контракты на поставку, и выиграют, разумеется, наиболее “дешевые продавцы”. Большинство же, а это прежде всего средние и мелкомоторные предприятия, сфера услуг, индивидуальные предприниматели, т. е. тот производственный “средний класс”, необходимость развития которого всегда так рьяно декларируется, будет нести бремя оплаты электроэнергии оставшимся менее эффективным электростанциям с устаревшим оборудованием и, как следствие, с более высокой себестоимостью выработки электроэнергии.*

## 2. Расширенный набор двусторонних договоров

2.1. Стандартизированные контракты — базовый, пиковый, полупиковый — для потребителей на поставку электроэнергии (мощности); при этом для не заключивших контракты заранее — вмененный (т. е. предложенный регуляторами) контракт.

На практике это может означать больше контрактов — базовых, пиковых, полупиковых, вмененных. Следовательно, конечная цена для потребителя разделяется на большее число разнорассчитанных величин. При этом сложнее определить эффективность работы энергосистемы, так как не прослеживается прямая корреляция между эффективностью загрузки энергосистемы в целом и изменениями конечной цены для потребителей. *При большом числе контрактов финансовые потоки по ним совершенно заслоняют экономическую суть производственного процесса.* Целью энергокомпаний в масштабе всей отрасли становится “распикивание мощностей по контрактам”

для каждой отдельной экономической единицы, а не обеспечение общего наиболее эффективного графика работы энергетических объектов ЕЭС. *Сравнивать же эффективность работы энергокомпаний и вообще трудно — ведь их финансовые результаты становятся зависимыми от трейдерских приемов и не могут отражать действительную эффективность работы электростанций, причем даже по косвенным признакам.* И сегодня, открыв любые два годовых отчета энергетических компаний, можно убедиться: в них приводятся технико-экономические показатели в разных разрезах и с различными особенностями.

Более того, анализируя последние нормативно-правовые акты в сфере электроэнергетики (Постановления Правительства РФ № 238, 449), можно выявить тенденцию: “установленные государством методики” расчета цен на электроэнергию являются упрощенными “расчетными модулями” цен и норм расходов в общем по энергообъекту, без углубления в особенности режимов, технологические условия работы, что также *не позволяет увидеть экономическую суть формирования стоимости производства электроэнергии.* Но самое важное — теряется реальная экономика энергетики, главное для энергокомпаний — не превысить утвержденные в “типовых расчетных модулях” расходы, а возможные причины отклонения расходов в большую сторону, обстоятельства и особенности функционирования в рамках единой энергосистемы никого не интересуют.

Можно также отметить еще одну намекающую тенденцию — выбор прогнозных свободных цен в качестве основы для последующих тарифных расчетов, которые выполняются, *отталкиваясь не от реальных технико-экономических и стоимостных показателей, а в зависимости от свободных цен, причем для разных тарифов по различным формулам.*

2.2. Период поставки — 1 месяц. На практике это приведет к *чехарде с переоформлением договоров, пострадает учет фактически реализованной электроэнергии:* усложнится сведение балансов, возрастут потери от недоучета, причем последние опять отнесут в тариф либо как выросшие нормативные потери в сетях, либо как убытки энергосбытовых компаний, понесенные за предыдущие периоды регулирования. *Не ясно, как вообще будет сводиться фактический баланс при условии ежемесячного изменения привязки продавцов и*

покупателей, перепродаж права покупки/продажи. Это чревато бесконечными “внешними инициативами” системного оператора.

### 3. Новые условия при оплате мощности

3.1. До начала года объявляются 10 отчетных часов о потреблении электроэнергии (наиболее соответствующих плановым часам пиковой нагрузки). Это часы, в которые потребление мощности определяется как среднее часовое потребление электроэнергии в рабочие дни за месяц.

Определение количества продаваемой мощности через таким образом рассчитанные часовые объемы электроэнергии чревато, во-первых, несведением балансов мощности по системе в целом и в регионах (в том числе по платежной матрице при существующей модели). Во-вторых, это может подтолкнуть электростанции к “пилообразному” режиму загрузки, поскольку при заключении контрактов на определенные часы в другие часы по предлагаемой концепции поставка будет равна нулю. Соответственно, на какие часы у станции будет набрана контрактами нагрузка, по такому графику она и будет работать, а вовсе не по оптимальному для минимизации реальных расходов на производство электроэнергии как для данной конкретной станции, так и для энергосистемы в целом. Синергетический эффект работы электростанций различных типов, получаемый при работе в единой энергосистеме, в предлагаемых модельных условиях полностью нивелируется.

Это же относится и к предложению не указывать в свободных двусторонних договорах мощность: она вычисляется в отчетные часы потребления электроэнергии как средняя. Фактически это означает огромный недоучет. Точность измерений — вот основа и технологической, и экономической эффективности функционирования энергетических предприятий.

3.2. В случае, если потребитель отказался приобретать пиковую мощность в плановом режиме, единственным источником мощности для него может быть новая мощность. Следует оценить минимальную стоимость, по которой она могла бы быть предоставлена

указанному потребителю: нужно определить для каждого типа соответствующей мощности оптимальный режим загрузки и рассчитать цену 1 кВт·ч пикового контракта, позволяющую окупать новое строительство.

Для энергетического оборудования любого типа оптимальный режим загрузки — базовый, но есть типы энергетических мощностей, которые относительно экономично работают и в пиковом режиме. Для новой мощности принципы реальной экономики такие же. Поэтому не ясно, о каком расчете может идти речь. Очевидно, чем больше распределят нагрузку на новые энергоустановки, тем быстрее окупится новое строительство.

Вообще, рассчитывая минимальную стоимость “старой”, “новой” и прочих мощностей, мы все более нивелируем экономику синергетического эффекта работы ЕЭС, ибо то, что эффективно для ЕЭС в целом, не одинаково эффективно для входящих в него электростанций.

И главное: “докупая” для перепоставки более дешевую электроэнергию во исполнение своих обязательств перед покупателями, электростанции серьезно ухудшают собственную экономику. Электростанция, которая продала произведенную ею электроэнергию, получает средства на амортизацию, топливо, зарплаты и ремонты, а электростанция, которая не выработала, но докупила электроэнергию по более низкой цене и перепродала по более высокой, получила только “сбытовую надбавку”, отдав основные объемы средств продавцу. Мощности этой второй электростанции не работали, что чревато лишним пережогом топлива на холостом ходу, а то и вовсе сбоями после остановов оборудования, не говоря уже о том, что не получены средства на амортизацию, ремонтные программы, оплату труда персонала и др.

Таким образом, предлагаемые модельные решения по изменению принципов работы ОРЭМ представляются недоработанными, положительные последствия их применения не прогнозируются, а большинство предложений лишь усугубляют сегодняшнее кризисное состояние энергетической отрасли.

dinkasa@yandex.ru