

**Л.С. БЕЛЯЕВ**

# **ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА**



Новосибирск «Наука»  
2009

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
С И Б И Р С К О Е   О Т Д Е Л Е Н И Е  
ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ им. Л.А. Мелентьева

Л.С. БЕЛЯЕВ

**ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА**

Ответственный редактор  
член-корреспондент РАН *Н.И.Воропай*



Новосибирск  
«Наука»  
2009

УДК: 621.311: (338.5+338.9)

ББК 31.2

Б43

Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. – Новосибирск: Наука, 2009. – 296 с.

ISBN 978-5-02-023290-7.

В монографии рассматриваются проблемы, возникающие при переходе к конкурентному рынку в электроэнергетике. Большинство из них вызвано тем, что рынок организуется в очень сложной и технологически единой электроэнергетической системе (ЭЭС). Анализируются эффекты от создания и объединения ЭЭС и их свойства, приводящие к несовершенству электроэнергетического рынка в свете теории микроэкономики. Описаны основные модели организации рынка электроэнергии, их достоинства и недостатки. Показаны несостоятельность спотовых рынков электроэнергии, отличия краткосрочных издержек электростанций и генерирующих компаний от издержек типичных фирм, ценовой барьер для новых производителей в долгосрочном периоде и трудности с обоснованием межсистемных и межгосударственных электрических связей в условиях конкурентного рынка. Проанализирован зарубежный опыт последних лет в реформировании электроэнергетики, а также ход реформы в России и возможные ее последствия.

Книга рассчитана на специалистов в области энергетики и экономики, преподавателей и аспирантов вузов.

Табл. 19. Ил. 28. Библиогр.: 112 назв.

#### Р е ц е н з е н т ы

доктор технических наук *И.И. Голуб*,  
доктор технических наук *В.И. Зоркальцев*  
доктор экономических наук *А.П. Черников*

Утверждено к печати Ученым советом  
Института систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН

ISBN 978-5-02-023290-7

© Беляев Л.С., 2009

© Институт систем энергетики  
им.Л.А. Мелентьева СО РАН, 2009

© Российская академия наук, 2009

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>СПИСОК РЕЗЮМИРУЮЩИХ ВСТАВОК</b> .....	5
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ</b> .....	6
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	9
<b>ГЛАВА 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ, ИХ СВОЙСТВА И ОСОБЕННОСТИ</b> .....	16
§ 1.1. Общие определения и классификация ЭЭС .....	16
§ 1.2. Эффекты от создания и объединения ЭЭС .....	19
§ 1.3. Свойства электроэнергетических систем .....	25
§ 1.4. Электроэнергетика в плановой и рыночной экономике .....	35
<b>ГЛАВА 2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА В СВЕТЕ МИКРОЭКОНОМИКИ</b>	43
§ 2.1. Основные понятия микроэкономики .....	43
§ 2.2. Виды рынков товаров, ресурсов и услуг .....	56
<b>ГЛАВА 3. МОДЕЛИ ОРГАНИЗАЦИИ РЫНКА В ЭЛЕКТРО- ЭНЕРГЕТИКЕ</b> .....	66
§ 3.1. Основные модели организации рынка электроэнергии .....	66
§ 3.2. Сопоставление моделей: критерии, факторы, конкуренция и регулирование .....	79
§ 3.3. Недостатки конкурентного рынка электроэнергии .....	92
<b>ГЛАВА 4. КРАТКОСРОЧНЫЕ ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА И РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b> .....	97
§ 4.1. Соотношение краткосрочных (годовых) и часовых (мгновенных) издержек электростанций и сферы генерации ЭЭС .....	97
§ 4.2. Спотовые рынки электроэнергии: ошибки с их организацией .....	104
§ 4.3. Краткосрочные издержки электростанций .....	111
§ 4.4. Краткосрочные издержки генерирующих компаний и формирова- ние цен на оптовом рынке электроэнергии .....	135
<b>ГЛАВА 5. РАЗВИТИЕ ЭЭС ПРИ РАЗЛИЧНЫХ МОДЕЛЯХ РЫНКА</b> .....	157
§ 5.1. Механизмы финансирования строительства электростанций .....	157
§ 5.2. Модели ценообразования и их анализ .....	169
§ 5.3. Издержки генерации в долгосрочном периоде .....	184
§ 5.4. Ценовой барьер для новых электростанций в условиях конкурентно- го рынка .....	191
§ 5.5. Обоснование эффективности межсистемных и межгосударственных электрических связей при различных моделях организации рынка .....	200
<b>ГЛАВА 6. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ</b> .....	215
§ 6.1. Реформирование электроэнергетики в США и Канаде .....	215
§ 6.2. Положительные примеры рынков с регулируруемыми ценами .....	225
§ 6.3. Опыт внедрения конкурентных рынков электроэнергии .....	232

<b>ГЛАВА 7. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ ..</b>	244
§ 7.1. Реформирование в 90-е годы XX века .....	244
§ 7.2. Дальнейшее реформирование с переходом к конкурентному рынку	250
§ 7.3. Прогноз на 2010–2020 гг. ....	258
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....</b>	267
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	283
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ. Вывод выражений для инвестиционной составляющей цены (тарифа) электроэнергии .....</b>	290

## СПИСОК РЕЗЮМИРУЮЩИХ ВСТАВОК

1. Классификация ЭЭС .....
2. Эффективность создания и объединения ЭЭС .....
3. Свойства ЭЭС и их влияние на рынок электроэнергии .....
4. Электроэнергетика в условиях плановой и рыночной экономики ...
5. Основные понятия микроэкономики .....
6. Виды рынка, возможные в электроэнергетике .....
7. Основные модели организации рынка в электроэнергетике .....
8. Качественное сопоставление моделей рынка электроэнергии .....
9. Основные недостатки конкурентных рынков электроэнергии (моделей 3 и 4) .....
10. Различия часовых и краткосрочных издержек генерации электро- энергии .....
11. Спотовые рынки электроэнергии, их недостатки и несостоятельность.....
12. Особенности краткосрочных издержек электростанций .....
13. Формирование издержек генерирующих компаний и цен оптового рынка электроэнергии .....
14. Механизмы финансирования строительства электростанций .....
15. Математические выражения для инвестиционной составляющей тарифов и цен электроэнергии, их качественный и количественный анализ .....
16. Долгосрочные издержки отдельных электростанций, ВИК и ЭГК
17. Ценовой барьер в долгосрочном периоде и его последствия. ....
18. Инвестирование и финансовая эффективность МСЭС и МГЭС .....
19. Результаты реформирования электроэнергетики США и Канады ...
20. Опыт стран с регулируруемыми рынками электроэнергии .....
21. Опыт стран с конкурентными рынками электроэнергии .....
22. Реформирование электроэнергетики России в 90-е годы XX в. ....
23. Реформирование и состояние электроэнергетики России в начале XXI в. ....
24. Анализ условий и проблем развития электроэнергетики России до 2020 г. ....

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АО	–	акционерное общество
АТС	–	Администратор торговой системы
АЭС	–	атомная электростанция
БР	–	балансирующий рынок
БСЭ	–	большая система энергетики
ВИК	–	вертикально-интегрированная компания
ВИЭ	–	возобновляемый источник энергии
ВТО	–	Всемирная торговая организация
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЕЭС	–	Европейская секция ЕЭС (России)
ЕЭС	–	Единая электроэнергетическая система (России)
ИНП	–	Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН
ИНЭИ	–	Институт энергетических исследований РАН
ИСЭМ	–	Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН
КЭС	–	конденсационная электростанция
ЛЭП	–	линия электропередачи
МГЭО	–	межгосударственное электроэнергетическое объединение
МГЭС	–	межгосударственная электрическая связь
МСЭС	–	межсистемная электрическая связь
НОРЭМ	–	Новая модель оптового рынка электроэнергии и мощности
НПЭ	–	независимый производитель электроэнергии или новый производитель электроэнергии
НСК	–	Национальная сетевая компания
НТП	–	научно-технический прогресс
НЭС	–	Национальная электроэнергетическая система
ОГК	–	оптовая генерирующая компания
ОДУ	–	объединенное диспетчерское управление
ОЭС	–	объединенная электроэнергетическая система
ПГУ	–	парогазовая установка
ПТУ	–	паротурбинная установка
РАО	–	Российское акционерное общество
РОУ	–	редукционно-охладительное устройство (на ТЭЦ)
РСВ	–	рынок на сутки вперед

РСК	–	распределительно-сбытовая компания
РЭК	–	региональная энергетическая комиссия
СК	–	сбытовая компания
СО	–	Системный Оператор
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТСК	–	транспортно-сетевая компания
ТЭД	–	технико-экономический доклад
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ФОРЭМ	–	Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности
ФСК	–	Федеральная сетевая компания
ФСТ	–	Федеральная служба по тарифам
ФЭК	–	Федеральная энергетическая комиссия
ЦДУ	–	Центральное диспетчерское управление
ЭГК	–	электрогенерирующая компания
ЭНИН	–	Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского
ЭЭС	–	электроэнергетическая система
AFC	–	средние постоянные издержки (average fixed costs)
ATC	–	средние общие издержки (average total costs)
AVC	–	средние переменные издержки (average variable costs)
ВЕТТА	–	Британский режим передачи и торговли электроэнергией (British Electricity Trading and Transmission Arrangements)
CRF	–	коэффициент возврата (окупаемости) капитала (capital recovery factor)
CRFEG	–	коэффициент возврата капитала при развивающейся генерации (capital recovery factor at expanding generation)
D	–	спрос потребителей или покупателей (demand)
FC	–	постоянные издержки (fixed costs)
FERC	–	Федеральная энергетическая регулирующая комиссия (США)
HAVC	–	часовые средние переменные издержки (hour's average variable costs)
HMC	–	часовые предельные издержки (hour's marginal costs)
HVC	–	часовые переменные издержки (hour's variable costs)
LAC	–	долгосрочные средние издержки (long-run average costs)
LMC	–	долгосрочные предельные издержки (long-run marginal costs)
MC	–	предельные издержки (marginal costs)
MR	–	предельный доход (marginal revenue)
NETA	–	Новый механизм торговли электроэнергией (New Electricity Trading Arrangements) в Великобритании
PJM	–	рынок штатов Пенсильвания, Нью-Джерси и Мэриленд США



- S – предложение производителей или продавцов (supply)
- SATC – краткосрочные средние общие издержки (short-run average total costs)
- TC – общие издержки (total costs)
- VC – переменные издержки (variable costs)

## ВВЕДЕНИЕ

В нашем мире иногда происходят удивительные, трудно объяснимые явления, противоречащие здравому смыслу, теории и практике. Такого рода явление наблюдается последние десять или более лет в электроэнергетике довольно многих стран, включая Россию. Хорошо и показательно, кстати, что не во всех странах, – это вселяет оптимизм. Настоящая книга посвящена анализу этого явления, попытке уяснить его причины, последствия и пути их предотвращения.

Речь идет о реформировании (реструктуризации, дерегулировании, либерализации) электроэнергетики с переходом от вертикально-интегрированных регулируемых монопольных компаний к *конкурентному* рынку (со свободными ценами). В России такое реформирование началось в 2001 г. после принятия Правительством РФ постановления № 526 [1].

В связи с переходом к конкурентному рынку возникает много вопросов, на которые вряд ли можно получить убедительные ответы.

Например: «Зачем нужна отрасль, обладающую положительным «эффектом масштаба» и являющуюся, поэтому, естественной монополией, принудительно дробить на множество фирм и лишать ее этого эффекта?».

Или: «Почему дешевые производители (например, ГЭС) должны оплачиваться по ценам самого дорогого (замыкающего) производителя, которого приходится привлекать для покрытия спроса потребителей?».

Или еще: «Если новому производителю нужно платить по высоким ценам, чтобы его инвестиции окупились, то зачем по таким же высоким ценам оплачивать действующих производителей?». И так далее.

Электроэнергетика рассматривается в книге применительно к странам с рыночной экономикой. В условиях плановой экономики в СССР теория и практика управления развитием и функционированием отрасли были отработаны достаточно хорошо и полно. Проблемы, которым посвящена настоящая монография, просто отсутствовали.

Термины «реформирование» и «реструктуризация» будут применяться как синонимы в широком смысле для любых структурных преобразований в электроэнергетике, а термины «дерегулирование» и «либерализация» – только в смысле прекращения государственного (или регионального, муниципального) регулирования цен на электроэнергию (тоже как синонимы). Такое различие достаточно принципиально при характеристике процессов реформирования.

Причины реформирования электроэнергетики и цели, которые при этом ставились, различны у разных стран. В *развивающихся* странах реформирование обусловлено, как правило, недостатком собственных (государственных) средств для обеспечения необходимого развития электроэнергетики и главной

целью являлось привлечение частных (в том числе, иностранных) инвестиций. При этом некоторые страны (например, Китай и Индия) сохранили регулирование цен на электроэнергию, так как их освобождение в условиях дефицита было просто невозможно. Такие страны не дерегулировали электроэнергетику – не совершали переход к конкурентному рынку. В то же время ряд стран (Чили, Аргентина, Бразилия) ввели конкурентные оптовые рынки электроэнергии.

В большинстве *развитых* стран основной причиной реформирования стали высокие цены на электроэнергию, и оно проводилось с целью их снижения. Ожидалось, что организация конкуренции в сферах генерации и сбыта электроэнергии приведет к повышению эффективности и снижению издержек ее производства, а следовательно, и цен для конечных потребителей электроэнергии. Многие развитые страны (Англия, некоторые штаты в США, Австралия, Скандинавские страны) провели дерегулирование электроэнергетики, организовав конкурентные оптовые и розничные рынки со свободными ценами.

Между тем опыт последних лет [2–12; и др.] показал, что дерегулирование электроэнергетики (именно дерегулирование, либерализация) зачастую приводит к обратным результатам – повышению цен, недостатку инвестиций, появлению дефицита, а еще и к снижению надежности электроснабжения (включая крупные системные аварии). Первоначальные концепции реформирования пересматриваются (происходит «реформирование реформ»), процесс реформирования затягивается (ни в одной стране его нельзя считать законченным), рынки электроэнергии все более усложняются, выдвигаются предложения по восстановлению регулирования и т.д.

**Главная цель книги** – показ общего несовершенства электроэнергетического рынка, недостатков конкурентного рынка и необходимости (неизбежности) государственного регулирования цен на электроэнергию. Ее материал основан на многолетних исследованиях автора по управлению режимами работы и развитию электроэнергетических систем Советского Союза [13–16; и др.], на собственных исследованиях рынка в электроэнергетике [17–22; и др.] и изучении зарубежного опыта.

Несовершенство (в терминах микроэкономической теории) электроэнергетического рынка обусловлено свойствами электроэнергетических систем (ЭЭС). Принято говорить о реструктуризации электроэнергетики, а фактически реформируются очень сложные, технологически взаимосвязанные ЭЭС. При переходе к конкурентному рынку ЭЭС разбиваются на множество генерирующих, сетевых и сбытовых компаний, что приводит к утрате административно-хозяйственной целостности и управляемости ЭЭС, потере положительного «эффекта масштаба», многим проблемам и отрицательным последствиям для потребителей электроэнергии.

В числе проблем, связанных с организацией рынка электроэнергии, которые будут рассмотрены, можно указать следующие.

- Трудности и зачастую несовершенство государственного регулирования монопольных энергокомпаний. Это выдвигалось одним из доводов для дерегулирования электроэнергетики. Между тем совершенствование государственного регулирования является *реальной альтернативой* дерегулированию, причем менее рискованной.

- Принципиальные отличия электроэнергетического рынка от рынков в других отраслях, обусловленные особыми свойствами ЭЭС (и электроэнергии как товара).

- Выбор модели организации электроэнергетического рынка с учетом особенностей конкретных стран (нет какой-то «наилучшей» модели, приемлемой для всех стран).

- Проблемы, возникающие при дерегулировании рынков (освобождении цен) электроэнергии. Их много, но основными можно считать:

- 1) *повышение оптовых цен* на электроэнергию с уровня средних издержек по ЭЭС в целом (при регулировании цен) до уровня издержек наименее эффективной электростанции, замыкающей баланс ЭЭС. Это приводит к дополнительным расходам потребителей и сверхприбылям (так называемому «излишку производителя») электрогенерирующих компаний (ЭГК);

- 2) *трудности с финансированием* строительства новых электростанций – появление «ценового» барьера для новых производителей электроэнергии (НПЭ), что грозит образованием дефицита мощностей и еще бóльшим повышением оптовых цен. В последнем случае потребители электроэнергии понесут еще бóльший ущерб, а производители начнут дополнительно получать монопольную прибыль.

Можно отметить также общее *снижение надежности* электроснабжения с повышением вероятности крупных системных аварий, которые происходили в последние годы в США, Канаде и Западной Европе (и в России). Однако этот вопрос нами не будет детально рассматриваться.

На недостатки и отрицательные последствия введения конкурентного рынка электроэнергии указывали многие его противники. В последние годы эти последствия все больше проявляются в странах, где такие рынки организованы. Объяснения им нужно искать в ошибочности, непроработанности или необоснованности самих концепций конкурентных рынков электроэнергии.

В рамку взяты основные (по-видимому, не все) исходные положения, закладываемые в основу концепций конкурентных рынков. Практически все эти положения представляются автору книги декларативными (необоснованными) или ошибочными.

***Исходные положения (аргументы, постулаты) концепций конкурентных рынков электроэнергии:***

1. Возможно создание условий для *совершенной конкуренции* на оптовых и розничных рынках электроэнергии.
2. Современные ЭЭС *потеряли* положительный «эффект масштаба», поэтому вертикально-интегрированные энергокомпании *перестали быть* естественными монополиями.
3. Государственное регулирование *нельзя сделать* эффективным в смысле создания у производителей электроэнергии стимулов к снижению издержек.
4. Конкуренция на оптовом рынке приведет к *снижению* оптовых цен на электроэнергию.
5. Можно организовать *спотовый* рынок электроэнергии с торговлей в реальном времени.
6. Рынок *сам* (без регулирования) обеспечит необходимое развитие генерирующих мощностей ЭЭС.
7. Создание розничных рынков электроэнергии важно для обеспечения «права потребителей на выбор поставщика».

В зарубежных (а тем более отечественных) публикациях автор не встречал развернутого анализа или обоснования таких, например, вопросов, как:

– ***насколько в электроэнергетических рынках выполняются условия (требования) совершенной конкуренции.*** Когда утверждают, что конкуренция дает положительный эффект, всегда предполагают совершенную конкуренцию. Если в отрасли отсутствуют условия для совершенной конкуренции, то свободный (нерегулируемый) рынок в ней превратится в один из видов несовершенных рынков – монополию, олигополию, монополию и т.п. Даже в достаточно обстоятельной и глубокой книге [23], где сформулированы условия совершенной конкуренции, отсутствует анализ их выполнения в электроэнергетике, и почти вся книга написана в предположении, что конкуренция совершенна;

– ***какие факторы создают положительный «эффект масштаба» в электроэнергетических системах и могут ли эти факторы прекратить свое действие (исчезнуть).*** Встречаются ссылки на парогазовые установки (ПГУ), которые при небольших мощностях могут иметь лучшие удельные экономические показатели, чем крупные АЭС или традиционные электростанции на органическом топливе. Однако это слишком узкое и одностороннее понимание «эффекта масштаба» ЭЭС, касающееся лишь экономичности повышения мощности электростанций и их агрегатов. Фактически же такой эффект является интегральным, охватывающим все сферы производства, транспорта и распределения электроэнергии, притом в их взаимодействии. Появление ПГУ,

наоборот, повышает эффективность ЭЭС и способствует повышению их экономичности при увеличении общей мощности или территориальном расширении ЭЭС;

– *каков вид краткосрочных и долгосрочных* (в микроэкономическом понимании) *издержек электростанций и электрогенерирующих компаний* при участии их в *конкурентном* рынке. Обычно предполагается, что вид издержек генерации электроэнергии такой же, как у «типичных» фирм в других отраслях. Между тем в электроэнергетике он существенно отличен, что объясняет «неприятности» со спотовыми рынками электроэнергии и трудности с инвестициями в новые электростанции;

– *как изменяются эффективность и механизмы финансирования межсистемных электрических связей* (включая межгосударственные) *при переходе к конкурентному рынку*. Повсеместно констатируется, что сетевое строительство после проведения дерегулирования резко сократилось, однако причины этого, как правило, не анализируются. Объясняются же они тоже особенностями конкурентного рынка в электроэнергетической отрасли;

– *каков, вообще, ожидаемый экономический эффект от перехода к конкурентному рынку*, т.е. может ли эффект, получаемый от конкуренции, превысить затраты на организацию и функционирование такого рынка и возможные отрицательные его последствия. При этом нужно, конечно, различать эффекты для производителей и потребителей электроэнергии, интересы которых прямо противоположны в части изменения цен. Эффект для потребителей может состоять *только в снижении цен на электроэнергию*. Возможно, что где-нибудь такое сопоставление или экономическое обоснование проводилось, но в России оно явно не делалось. Подобное сопоставление будет заведомо неблагоприятно, в частности для конкурентных *розничных* рынков электроэнергии.

В целом можно полагать, что первоначальные концепции конкурентных рынков в электроэнергетике (которые потом неоднократно пересматривались) разрабатывались без всестороннего анализа и учета свойств и особенностей ЭЭС. Позднее, когда начали проявляться недостатки конкурентных рынков электроэнергии, главные положения этих концепций воспринимались как несомненные истины (аксиомы) и не подвергались глубокому анализу и пересмотру. Сохранялась вера в то, что нужно только «правильно запроектировать» рынок и он будет «нормально» работать. Между тем, в своих исследованиях автор убедился, что нормальный конкурентный рынок в электроэнергетике *в принципе невозможен* и попытки его организации и «совершенствования» неизбежно потерпят провал.

Во второй рамке приведены основные положения, показывающие несостоятельность конкурентных рынков электроэнергии, которые обосновываются в книге.

***Основные положения (моменты, утверждения), обосновываемые в книге:***

1. На электроэнергетическом рынке *не выполняются* почти все условия (требования) *совершенной* конкуренции и невозможно создать такие условия.

2. Электроэнергетическим системам как единому целому *объективно присуш* положительный «эффект масштаба», который *постоянно сохраняется*, если только эти системы искусственно (принудительно) не расчленять.

3. Характеристики средних (удельных) краткосрочных и долгосрочных издержек генерации электроэнергии *принципиально отличаются* от таких же характеристик «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике.

4. В электроэнергетике *в принципе невозможна* организация *спотовых* рынков (trade on the spot), аналогичных рынкам в других отраслях, которые подавали бы *ценовые сигналы* для объемов производства и расширения (или сужения) рынка.

5. При переходе от регулируемых к конкурентному *оптовому* рынку электроэнергии *принципиально изменяется механизм финансирования* строительства новых электростанций, что создает трудности с привлечением инвестиций и угрозу дефицита генерирующих мощностей.

6. На конкурентном оптовом рынке равновесные цены формируются на уровне *издержек наименее эффективных* (самых дорогих) электростанций, востребованных по балансу ЭЭС, которые *всегда выше средневзвешенных издержек* генерации по ЭЭС в целом.

7. Возможный эффект от конкуренции на *розничных* рынках электроэнергии заведомо ниже затрат на их организацию и функционирование.

8. В условиях конкурентного рынка *экспорт* электроэнергии *перестает быть взаимовыгодным*. Он невыгоден потребителям страны-экспортера и производителям страны-импортера.

9. Конкурентный (нерегулируемый) оптовый рынок в электроэнергетике *выгоден лишь производителям* электроэнергии. Потребителям же он приносит ущерб из-за повышения цен, дефицита и аварий.

Для показа несовершенства электроэнергетического рынка и отличий его от других рынков в гл. 1 рассматриваются свойства и особенности ЭЭС, имеющие значение для организации рынка, а в гл. 2 приводятся основные понятия и виды рынков, применяемые и изучаемые в теории микроэкономики, и их ин-

терпретация в электроэнергетике. Эти две главы можно считать вводными к остальному материалу книги.

В гл. 3 описаны основные модели организации электроэнергетического рынка, их сопоставление по нескольким критериям, а также вытекающие из этого сопоставления недостатки конкурентного рынка электроэнергии. Дополнительно анализируются ожидаемые эффекты от конкуренции и возможности их реализации при регулировании цен на электроэнергию.

В гл. 4 рассматриваются издержки электростанций и ЭГК, а также формирование цен на оптовом рынке электроэнергии в краткосрочном периоде. Показаны несостоятельность спотовых рынков электроэнергии и принципиальные отличия кривых средних (удельных) издержек электростанций от кривых издержек «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике. Проиллюстрировано повышение оптовых цен при переходе к конкурентному рынку и образование «излишка производителя».

В гл. 5 освещаются проблемы развития генерирующих мощностей ЭЭС при различных моделях рынка. При конкурентном рынке аналогичные проблемы возникают и с финансированием межсистемных электрических связей (МСЭС), что отражено в последнем параграфе этой главы.

В гл. 6 выполнен обзор зарубежного опыта последних лет в реформировании электроэнергетики. В обзоре представлены страны с различными видами (моделями) рынка и специально выделены те страны, в которых конкурентный рынок привел к особенно тяжелым последствиям.

Последняя глава посвящена реформированию и прогнозу развития электроэнергетики России. Анализируется ход реформирования начиная с 1991 г. и ожидаемые последствия перехода к конкурентному рынку в ближайшее десятилетие. Даются рекомендации по корректировке концепции реформирования электроэнергетики России.

Каждый параграф монографии заканчивается краткой резюмирующей вставкой. Читателю, желающему бегло ознакомиться с книгой, рекомендуется прочесть эти вставки и заключение.

Автор глубоко признателен члену-корреспонденту РАН Н.И. Воропаю, профессорам И.И. Голуб, В.И. Зоркальцеву, С.И. Паламарчуку, Л.П. Падалко, Б.Д. Сюткину, А.П. Черникову за просмотр рукописи и ценные замечания, способствовавшие ее улучшению, своим коллегам кандидатам наук О.В. Марченко, С.В. Подковальникову, В.А. Савельеву, Г.Б. Славину, В.В. Худякову, Л.Ю. Чудиновой, совместные работы с которыми содействовали написанию книги, а также профессорам Фердинанду Банксу, Дорелю Соаресу Рамосу, Хью Руднику, Стивену Стофту и докторанту Марселю Ламоре за предоставленные материалы и консультации по рынкам электроэнергии в США, Южной Америке и Западной Европе. Особую благодарность автор выражает Л.К. Роговой, О.М. Ковецкой и Е.Г. Лаптевой за подготовку рукописи к печати.





## ГЛАВА 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ, ИХ СВОЙСТВА И ОСОБЕННОСТИ

Электроэнергетика как отрасль, и электроэнергия как производимый в ней продукт имеют существенные особенности и отличия от других отраслей и товаров. Электроэнергетические системы составляют основу электроэнергетики, определяют ее свойства и особенности рынка электроэнергии. Они представляют главный предмет исследований, описываемых в книге, и им посвящается эта глава.

Сначала дается общее представление об ЭЭС (§ 1.1) и системных эффектах (§ 1.2), которые могут утрачиваться при неудачной организации рынка электроэнергии. Особое внимание уделяется свойствам ЭЭС, обуславливающим особенности электроэнергетического рынка (§ 1.3). В § 1.4 кратко отмечаются особенности развития и функционирования ЭЭС при плановой экономике (в СССР) и в условиях рыночной экономики.

### § 1.1. Общие определения и классификация ЭЭС

Электроэнергетические системы весьма разнообразны в территориальном разрезе, по степени централизации управления ими, по составу электростанций и видам линий электропередачи (ЛЭП) и др. Во многих странах и регионах мира имеются также *электроэнергетические объединения* (объединение двух или нескольких ЭЭС), в том числе межгосударственные, с соответствующими межсистемными связями.

В самом общем виде можно дать *следующее определение* [24]: электроэнергетическая система – это совокупность взаимосвязанных электростанций, линий электропередачи и подстанций потребителей, объединенных единым процессом производства, преобразования, транспорта, распределения и потребления электрической энергии. Такое определение применимо к ЭЭС любого территориального уровня и любого состава электростанций и ЛЭП.

Отметим сразу же, что в каждой ЭЭС производимая *электроэнергия представляет собой стандартизованный продукт* с нормированными частотой переменного тока, напряжением и некоторыми другими показателями. На территории одной ЭЭС не может быть несколько «видов» электроэнергии, т.е. она является для потребителя невзаимозаменяемой (в отличие, например, от автомобильной промышленности, когда на рынке имеется множество автомобилей разного вида и качества). Сходная ситуация наблюдается в системах водо-, газо- и теплоснабжения.

Вместе с тем для того, чтобы *электроэнергетическая система* могла считаться отдельной («самостоятельной») системой, она должна удовлетворять определенным требованиям (условиям):

– сбалансированность производства и потребления электроэнергии с учетом необходимых резервов генерирующих мощностей. Иными словами, ЭЭС должна быть *самодостаточной*, способной работать изолированно, без связей с другими ЭЭС;

– единство оперативно-диспетчерского управления (при необходимости иерархического) процессами функционирования в нормальных и аварийных условиях;

– централизованное прогнозирование, проектирование и планирование развития электрических станций и сетей ЭЭС.

Первые два условия, видимо, не требуют особых пояснений. Отметим лишь, что при объединении отдельных ЭЭС они должны соблюдаться уже для *энергообъединения в целом*. По мере развития отдельные ЭЭС в энергообъединении могут становиться дефицитными или избыточными.

Последнее, третье, требование очень важно для тематики книги и нуждается в комментариях. Электроэнергетические системы, как и любые другие технические системы, должны проектироваться и создаваться (развиваться) *как единое целое*. Иначе они не смогут должным (оптимальным) образом выполнять свои функции. В СССР во второй половине XX в. сформировался особый вид инженерно-экономической деятельности: «Проектирование электроэнергетических систем» [25–29; и др.]. Благодаря этой деятельности, ЭЭС страны оптимально развивалась и надежно функционировала.

В странах с рыночной экономикой в прошлом веке развитие ЭЭС осуществлялось в основном также централизованно в рамках регулируемых монопольных компаний. После реструктуризации электроэнергетики с переходом к конкурентному рынку (в ряде стран) развитие генерирующих мощностей ЭЭС первоначально было отдано «на откуп рыночным механизмам». Однако, как показал опыт и позднее проведенные исследования (см., например, [19, 30]), эти механизмы не всегда обеспечивают необходимое строительство электростанций. В связи с этим, для обеспечения бездефицитного развития ЭЭС начали приниматься специальные меры, предусматривающие централизованное прогнозирование приростов электропотребления и «принудительное» (нерыночное) развитие генерирующих мощностей. В целом же, как будет показано в гл. 5, переход к конкурентному рынку затрудняет выполнение рассматриваемого третьего условия, и это неизбежно отразится на дальнейшем развитии ЭЭС в странах, перешедших к конкурентному рынку электроэнергии (см. гл. 6).

Формирование и развитие электроэнергетических систем и объединений происходило и происходит постепенно, с переходом на более высокие уровни

интеграции. Эти процессы в различных странах и регионах мира весьма разнообразны в зависимости от конкретных экономических, географических и политических условий. Однако в целом они являются объективными и обусловлены эффектами от создания и объединения ЭЭС, которые рассматриваются в следующем параграфе. Обобщенно можно дать следующую классификацию ЭЭС:

1. *Отдельная ЭЭС*, о которой говорилось выше.

2. *Объединенная ЭЭС (ОЭС)* в пределах одной страны. В СССР, например, функционировало 11 ОЭС (сейчас их в России 7). По несколько ОЭС имеется в США и Китае.

3. *Национальная или Единая ЭЭС страны (НЭС или ЕЭС)*. Такие системы или объединения сформировались в большинстве стран Европы, в Южной Корее и многих других странах с небольшой территорией. ЕЭС страны имела в СССР и сейчас в России, формируется в Китае и Индии. В США пока отсутствует ЕЭС, но почти все их ОЭС имеют связи с соседними странами (Канадой и Мексикой).

4. *Межгосударственные электроэнергетические объединения (МГЭО)*. Сформировались в Европе, Северной и Южной Америке, на территории СНГ, на севере Африки и в некоторых других регионах мира. МГЭО создавались в первую очередь для торговли электроэнергией между соседними странами, но в некоторых из них реализуются и другие эффекты (системные, мощностные) от объединения ЭЭС. Они достаточно разнообразны по числу охваченных стран, организации управления их развитием и функционированием, достигаемым эффектам и др.

В рамках данной книги будут рассматриваться, главным образом, объединенные и национальные (или единые) ЭЭС на территории одной страны, в которой организуется тот или иной вид (модель) рынка электроэнергии. Международные рынки электроэнергии, организуемые в МГЭО, будут лишь иногда затрагиваться в части влияния на них тех видов рынка, которые имеются в объединяемых странах. В частности, от вида рынка электроэнергии существенно зависит эффективность межсистемных электрических связей (см. § 5.5).

### **Вставка 1. Классификация ЭЭС**

#### **1. Территориальные уровни ЭЭС:**

- Отдельная («самостоятельная») ЭЭС, которая должна быть самодостаточной, сбалансированной по производству и потреблению электроэнергии.
- Объединенная ЭЭС (ОЭС) в пределах одной страны.
- Национальная или Единая ЭЭС страны (НЭС или ЕЭС).
- Межгосударственное электроэнергетическое объединение (МГЭО).

2. В книге рассматриваются главным образом ЭЭС, ОЭС и НЭС (или ЕЭС), расположенные на территории одной страны, в которой организуется тот или иной вид рынка электроэнергетики.

3. Наряду с единством оперативно-диспетчерского управления, должно обеспечиваться *централизованное* прогнозирование и планирование развития ЭЭС, ОЭС или НЭС как единого целого.

4. Электроэнергия представляет собой *стандартизованный* продукт, невзаимозаменяемый для потребителя на территории, охватываемой ЭЭС, ОЭС или НЭС (ЕЭС).

## § 1.2. Эффекты от создания и объединения ЭЭС

Хорошо известно (см, например, [16, 24–26; и др.]), что имеется ряд объективных причин и факторов, обусловивших сначала создание и увеличение мощности ЭЭС с расширением обслуживаемой территории, а затем целесообразность их объединения. В целом они придают электроэнергетическим системам особое экономическое свойство – *положительный «эффект масштаба»*, т.е. интегральный эффект снижения издержек производства, транспорта и распределения электроэнергии (и ее цены) при увеличении размеров ЭЭС. Это свойство проявляется как в отдельных ЭЭС, так и при их объединении, стимулируя создание энергообъединений все более высокого уровня.

Рассмотрим сначала *факторы, способствовавшие образованию и развитию ЭЭС*. Среди них можно выделить следующие:

- *Уменьшение необходимых резервов генерирующих мощностей*. Известно (см., например, [31]), что с увеличением общего числа агрегатов снижается вероятность одновременного нахождения в аварии заданной их доли (процента). Это приводит к уменьшению доли резервных агрегатов, необходимых для обеспечения того же уровня надежности электроснабжения, с ростом их общего числа. Количественная иллюстрация этого положения приводится в работе [24]. Зависимость требуемого аварийного резерва от общей установленной мощности ЭЭС получается нелинейной – необходимый резерв возрастает в меньшей степени, чем общая мощность ЭЭС. Эта объективная закономерность стимулировала формирование ЭЭС, увеличение их мощности и территориальное расширение, а также объединение ЭЭС.

Отметим здесь следующие обстоятельства:

– рассматриваемый эффект достигается увеличением *числа* агрегатов вне зависимости от их мощности, т.е. «масштаб» в данном случае проявляется в увеличении количества агрегатов (блоков) электростанций, а не их мощности;

– эффект реализуется путем строительства *ЛЭП*, объединяющих электростанции и подстанции потребителей в единое целое. Следовательно, этот эффект характерен для ЭЭС в целом – во взаимодействии сфер генерации и транспорта (распределения) электроэнергии;

– с увеличением размеров (общей мощности и территории) ЭЭС и сохранением ее *целостности* данный эффект будет «затухать» – уменьшаться по относительной, но продолжать возрастать по абсолютной величине. Нарушение этой закономерности может произойти при раздроблении ЭЭС по сферам, а сфер – на несколько отдельных компаний.

• *Улучшение удельных экономических показателей объектов ЭЭС* по мере укрупнения электростанций и повышения пропускных способностей ЛЭП. Эта тенденция хорошо известна, и она проявлялась в процессе увеличения масштабов ЭЭС, когда становилось возможным (и экономически целесообразным) строить все более мощные электростанции с более крупными агрегатами и электропередачи все более высокого напряжения. В настоящее время единичная мощность блоков паротурбинных электростанций на угле и АЭС с реакторами на тепловых нейтронах уже практически достигла экономического предела. Дальнейшее увеличение их мощности фактически не приводит к снижению удельных капиталовложений. Однако сохраняется целесообразность сооружения таких электростанций с блоками большой (экономически оправданной) мощности, если их вводы необходимы для оптимальной структуры ЭЭС. Особое место занимают ГЭС, мощность которых зависит от конкретных створов рек (напоров и расходов воды), электростанции на природном газе с парогазовыми установками (ПГУ), у которых достаточно низкие удельные капиталовложения могут обеспечиваться и при небольших мощностях блоков, а также АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, единичная мощность которых еще не достигла экономического предела. Может увеличиваться также пропускная способность электропередач, особенно постоянного тока.

Следует заметить, что именно этот фактор часто рассматривается как положительный «эффект масштаба» в электроэнергетике. Утверждается, в частности (например, в [32]), что с появлением ПГУ этот положительный эффект утратился. Однако это не так. Во-первых, данный фактор лишь один из многих, сейчас рассматриваемых. Во-вторых, появление высокоэкономичных ПГУ не может привести к целесообразности «разрушения» ЭЭС или прекращения роста их масштабов. Наоборот, ПГУ увеличивают разнообразие видов генерирующих мощностей и возможности создания оптимальной их структуры, т.е. повышают общую эффективность сферы генерации электроэнергии, в том числе и при развитии ЭЭС.

Особый случай составляет строительство ПГУ независимыми производителями электроэнергии (НПЭ) в условиях регулируемой монополии. Благодаря высокой эффективности ПГУ, использующие их НПЭ могут успешно конкури-

ровать с монопольными компаниями. При этом, конечно, целесообразно подключение НПЭ к сетям ЭЭС, которой владеет монопольная компания, с заключением соответствующих договоров на поставку электроэнергии. Такое положение оформлено законодательно во многих странах (США, Японии, Китае и др.). Вместе с тем ПГУ могут строить и сами монопольные компании, что практически и делается.

- *Улучшение экономических показателей ЭЭС под влиянием научно-технического прогресса (НТП)* в любой из сфер производства, транспорта и распределения электроэнергии. Влияние НТП проявляется постоянно, причем ЭЭС (как система) «аккумулирует» эффекты, достигаемые в любой из сфер. Конкретные технические новшества весьма разнообразны, однако в целом они повышают эффективность ЭЭС (снижают цены или тарифы на электроэнергию у конечных потребителей) и способствуют росту их масштабов как по территории, так и по мощности. В качестве примеров последних достижений НТП можно привести создание высокоэффективных ПГУ и разработку систем FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems – гибкие системы электропередачи переменного тока), позволяющих повысить пропускную способность и управляемость электропередач переменного тока (см., например, [33]).

При разбиении ЭЭС на сферы и множество самостоятельных компаний, как это происходит при переходе к конкурентному рынку, эффект от технологических новшеств может «оставаться» в компаниях и не «доходить» до потребителя.

- *Оптимизация структуры, схем и режимов работы ЭЭС*, возможность (и необходимость) которой повышает экономичность электроснабжения потребителей, снижает издержки в системе и цены электроэнергии. При оптимизации отбираются наиболее экономичные электростанции и ЛЭП, а также наилучшие режимы их использования. Данный фактор способствовал формированию ЭЭС и содействует их развитию (увеличению масштабов ЭЭС).

- *Снижение доли административно-управленческих расходов* по мере роста масштабов ЭЭС, что имеет место при вертикально-интегрированных компаниях, управляющих всей ЭЭС. Такая тенденция была повсеместной в прошлом столетии. В настоящее время в странах, перешедших к конкурентному рынку, при котором единые монопольные компании разбиваются на множество генерирующих, сетевых и сбытовых компаний, произошло не снижение, а наоборот, увеличение этих расходов.

Как уже отмечалось, перечисленные факторы создают положительный «эффект масштаба», что явилось стимулом для формирования ЭЭС, последующего увеличения их мощности и территориального расширения. В странах с плановой экономикой (в том числе СССР) этот процесс происходил при централизованном управлении. В странах с рыночной экономикой он привел в

первой половине XX в. к образованию в электроэнергетике *естественных монополий*<sup>\*</sup>, которые должны регулироваться государством, чтобы исключить использование ими своего монопольного положения. Формирование регулируемых естественных монополий представляло собой *структурное преобразование электроэнергетики* этих стран по сравнению с действовавшим там ранее свободным рынком. Проходящее сейчас в ряде стран дерегулирование электроэнергетики является *обратным преобразованием* (возврат к конкурентному, хотя и регламентированному рынку). Анализ такого преобразования и посвящена настоящая книга.

Перейдем теперь к *эффектам от объединения ЭЭС* с образованием ОЭС и НЭС (или ЕЭС). Эти эффекты также хорошо известны и изучены (см. литературу, упомянутую в начале параграфа), поэтому рассмотрим их лишь с краткими комментариями. Часть из них обусловлена теми же факторами, которые уже отмечались, но есть и специфические.

Можно указать следующие основные эффекты, достигаемые при объединении ЭЭС [24]:

- 1) передача электроэнергии из ЭЭС, где она дешевле, в ЭЭС с более дорогой электроэнергией;
- 2) снижение необходимых аварийных и ремонтных резервов мощностей;
- 3) уменьшение совмещенных максимумов и уплотнение совместных графиков нагрузки потребителей;
- 4) возможность строительства более мощных электростанций с более крупными агрегатами (блоками);
- 5) рационализация (согласование) вводов крупных электростанций в объединяемых ЭЭС;
- 6) улучшение использования электростанций при объединении ЭЭС с разной структурой генерирующих мощностей;
- 7) экологические, социальные и другие эффекты.

Снижение необходимых аварийных резервов (п. 2) и возможность строительства более мощных электростанций (п. 4) играли роль и при формировании отдельных ЭЭС, остальные эффекты можно считать специфическими, появляющимися при объединении ЭЭС. Естественно, в конкретных ОЭС или НЭС могут иметь место не все перечисленные эффекты, а лишь некоторое их сочетание или даже только какой-то один основной эффект.

Каждый эффект необходимо так или иначе оценить экономически (в рублях, долларах и т.п.) и, если их сумма превышает стоимость межсистемной электрической связи (МСЭС), то объединение ЭЭС будет целесообразным.

---

<sup>\*</sup> Естественная монополия (natural monopoly) – отрасль, в которой эффект масштаба столь велик, что продукт может быть произведен одной фирмой при более низких средних совокупных издержках, чем если бы его производством занималась не одна, а несколько фирм ([34, с. 8]).



Экономическая оценка эффектов, особенно экологических и социальных, как правило, бывает достаточно сложной, требующей специальных расчетов с применением соответствующих математических моделей [24].

Отметим особенности с реализацией различных эффектов, которые будут важны при дальнейшем рассмотрении рынков электроэнергии. Эти особенности связаны, в частности, с тем обстоятельством, что многие эффекты от объединения ЭЭС состоят в *экономии генерирующих мощностей* и достигаются за счет строительства межсистемных *линий электропередачи*. В некоторых моделях рынка предусматривается разделение сфер генерации и транспорта (и распределения) электроэнергии с созданием независимых (самостоятельных) генерирующих и сетевых компаний. При этом затраты на объединение ЭЭС будут нести *сетевые* компании, а эффект получать – *генерирующие*. Появление такого несоответствия (по сравнению с едиными вертикально-интегрированными компаниями) затруднит обоснование эффективности МСЭС, а следовательно, и объединения ЭЭС (подробнее см. § 5.5).

*Передача (экспорт) дешевой электроэнергии из одной ЭЭС в другую* приведет к перемещению строительства новых электростанций и сделает первую ЭЭС избыточной, а вторую – дефицитной. Одновременно это может повлиять на цены электроэнергии: в принимающей ЭЭС они снизятся, а в передающей могут повыситься (возрастет спрос на электроэнергию). При разных моделях организации электроэнергетического рынка эти факторы будут проявляться различным образом.

В рынках с регулируемыми ценами на электроэнергию такой экспорт можно сделать взаимовыгодным, если экспортную цену установить в промежутке между ценами объединяемых ЭЭС. Тогда цена для потребителей в передающей (экспортирующей) ЭЭС может быть снижена за счет доходов от экспорта, а в принимающей ЭЭС – за счет получения более дешевой электроэнергии. При конкурентных рынках со свободными ценами экспорт электроэнергии нанесет ущерб потребителям передающей ЭЭС, так как увеличатся спрос и цены на электроэнергию (см. § 5.5).

Два следующих вида эффектов – *снижение необходимых резервов и уменьшение совмещенного максимума нагрузки* (по сравнению с суммой максимумов ЭЭС при их раздельной работе) – состоят непосредственно в экономии на вводах генерирующих мощностей. Их можно назвать «мощностными» эффектами объединения ЭЭС, и они очень существенны для некоторых стран. В § 1.4 приводятся их количественные оценки для ЕЭС СССР. Они характерны именно для ЭЭС в целом – при совместном рассмотрении (оценке эффективности) сфер генерации и транспорта электроэнергии, когда строительство электропередач уменьшает потребность в генерирующих мощностях объединяемых ЭЭС и общие затраты на развитие ЭЭС.

«Мощностные» эффекты объединения ЭЭС проявляются при любых видах генерирующего оборудования и электропередач. Это часто недоучитывают, когда говорят о потере положительного «эффекта масштаба» в электроэнергетике. Эффект масштаба состоит не только в экономичности укрупнения электростанций и увеличения пропускной способности электропередач. В данном случае он характерен для ЭЭС как системы в целом – затраты в сфере транспорта снижают затраты в сфере генерации электроэнергии. Он не может теряться (исчезать) и будет постоянно проявляться по мере увеличения масштабов ЭЭС, если только не дробить ее по сферам и на множество компаний, как это предусматривается в концепциях конкурентного рынка электроэнергии.

Рассмотренные три вида эффектов имеют место и при объединении ЭЭС разных стран и создании МГЭО. Об этом свидетельствует интенсивное формирование межгосударственных объединений почти во всех регионах мира [24]. Следовательно, положительный «эффект масштаба» присущ ЭЭС как на национальном, так и на межгосударственном уровнях.

Остальные виды эффектов комментировать не будут. Они имеют, как правило, меньшее значение и труднее поддаются экономической оценке. Кроме того, их реализация в меньшей мере зависит от вида рынка электроэнергии. Более подробное их описание можно найти в отмечавшихся работах, в том числе в [24].

### **Вставка 2. Эффективность создания и объединения ЭЭС**

1. Электроэнергетическим системам присущ *положительный «эффект масштаба»*, состоящий в снижении издержек производства, транспорта и распределения электроэнергии и *ее цены* при увеличении размеров ЭЭС. Он обусловлен многими факторами и явился основным экономическим стимулом формирования современных ЭЭС и последующего их объединения.

2. Благодаря этому эффекту, в электроэнергетике стран с рыночной экономикой в середине XX в. образовались *регулируемые естественные монополии*, которые обеспечивали быстрый рост электропотребления и соответствующее развитие ЭЭС. Нет никаких оснований полагать, что в современных ЭЭС положительный «эффект масштаба» сменился на отрицательный и электроэнергетика перестала обладать свойствами естественной монополии.

3. При объединении ЭЭС достигаются достаточно разнообразные эффекты, которые так или иначе могут быть оценены в экономических единицах. Если суммарный экономический эффект превышает затраты на сооружение межсистемной связи, то объединение ЭЭС является целесообразным. Эффекты объединения привели к расширению территорий ЭЭС на всю страну и к формированию межгосударственных объединений.

4. Часть эффектов («мощностных») состоит в снижении потребностей в генерирующих мощностях объединяемых ЭЭС. При этом результирующий эффект достигается во взаимодействии сфер генерации и транспорта электроэнергии, т.е. для ОЭС, НЭС (ЕЭС) или МГЭО в целом. Принудительное разделение этих сфер может привести к трудностям с реализацией «мощностных» эффектов.

5. В целом эффекты как от создания, так и от объединения ЭЭС являются причиной положительного «эффекта масштаба» в электроэнергетике. Это, несомненно, благоприятное свойство, способствующее снижению общих издержек производства и цен на электроэнергию. Утрату его при реформировании электроэнергетики следует считать недостатком.

### § 1.3. Свойства электроэнергетических систем

Исследованиям свойств больших систем энергетики (БСЭ), к которым относятся и электроэнергетические системы, посвящена достаточно обширная литература (см., например, [35–37]). Изучались в основном *общие* свойства БСЭ, присущие всем или нескольким видам БСЭ: иерархичность структуры, неопределенность исходной информации, надежность, динамичность и т.п. В результате этих исследований выработаны определенные методические подходы, принципы и методы, которые могут применяться при управлении развитием и функционированием различных видов БСЭ. В то же время, несомненно, у конкретных видов систем, включая ЭЭС, имеются и *индивидуальные* свойства, присущие только им. Некоторая совокупность общих (для БСЭ) и индивидуальных свойств оказывается, как правило, важна для того или иного аспекта управления конкретной большой системой. При этом зачастую индивидуальные свойства играют решающую роль.

Электроэнергетические системы обладают, конечно, множеством физико-технических, экономических, социальных и экологических свойств. Ниже рассматриваются только те из них, которые так или иначе влияют на организацию рынка в электроэнергетике. Учитывая разнообразие возможных видов (моделей) рынка, будем отмечать проявление этих свойств в разных (а иногда во всех) моделях рынка.

Подробно модели организации рынка электроэнергии описаны в гл. 3. Здесь же целесообразно дать о них самое общее представление для последующего показа влияния на них тех или иных свойств ЭЭС.

На рис. 1.1 приведены четыре основные модели электроэнергетического рынка [19, 32, 38]:

1. **Регулируемая естественная монополия** (отсутствие конкуренции) – в электроэнергетике это так называемые вертикально-интегрированные компа-

нии, охватывающие все сферы производства, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии. Именно с этой формы рынка началась реструктуризация, или реформирование электроэнергетики. Следующие модели рынка характеризуются последовательным выделением и разделением указанных сфер с образованием соответствующих генерирующих, сетевых и сбытовых компаний.

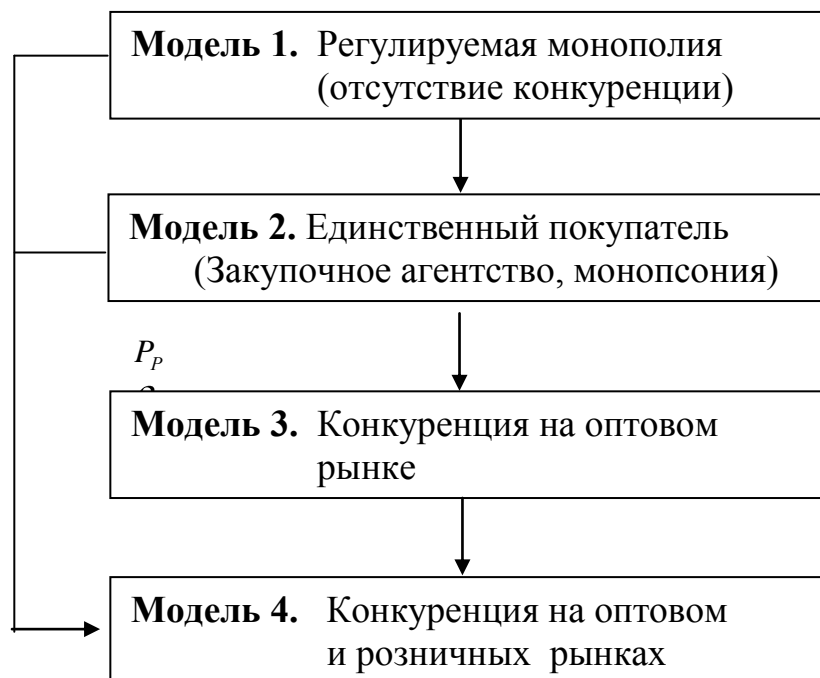


Рис. 1.1. Основные модели организации рынка электроэнергии.

2. **Единственный покупатель** (Закупочное агентство, монополия), когда сфера генерации разделяется на несколько независимых (финансово самостоятельных) электрогенерирующих компаний (ЭГК), которые начинают конкурировать друг с другом за поставку электроэнергии единому Закупочному агентству. В рамках последнего остаются вертикально-интегрированными остальные сферы, и по отношению к потребителям оно по-прежнему является монополистом. Поэтому деятельность Закупочного агентства должна регулироваться государством, включая назначение цен на электроэнергию, покупаемую у производителей и продаваемую потребителям.

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

4. **Конкуренция на оптовом и розничных рынках**, когда дополнительно разделяются сферы распределения и сбыта электроэнергии с образованием регулируемых распределительных компаний (по территориям) и множества независимых сбытовых компаний. Организуются розничные рынки электроэнергии, на которых конкурируют друг с другом сбытовые компании (покупающие электроэнергию на оптовом рынке) и потребители. Прекращается регулирование розничных цен.

Следует подчеркнуть, что все перечисленные модели являются моделями **рынка**, так как часто рынком называют только две последние модели. О нерыночной электроэнергетике в условиях плановой экономики будем говорить в следующем параграфе. Первые две модели представляют собой рынки с регулируемыми ценами – тарифами\* – и мы будем называть их **регулируемыми** рынками, а третья и четвертая – рынки со свободными ценами, или **конкурентные** рынки. Для краткости эти модели будут даваться иногда под номерами в той последовательности, в которой они приведены выше (модель 1, модель 2 и т.д.).

Стрелками слева на рис. 1.1 показан переход при реформировании, предусмотренный Законом РФ «Об электроэнергетике» [39], от регулируемых монополий на региональном уровне и модели «Единый покупатель» на федеральном уровне к модели 4 (подробнее см. гл. 7).

Перейдем теперь непосредственно к рассмотрению **свойств электроэнергетических систем**, которые и определяют особенности рынка в электроэнергетике.

Хорошо известны следующие свойства и особенности ЭЭС:

– особая роль электроэнергии в экономике и обществе; ущерб от внезапного прекращения электроснабжения во много раз превышает стоимость недоотпущенной электроэнергии, что требует особых мер по обеспечению надежности электроснабжения;

– невозможность складирования (аккумулирования) электроэнергии в достаточно больших размерах;

– необходимость обеспечивать баланс производства и потребления электроэнергии в каждый текущий момент времени;

– неизбежность аварий оборудования и необходимость в связи с этим резервирования генерирующих мощностей и электрических связей.

Эти свойства, несомненно, влияют и затрудняют организацию рынка в электроэнергетике, притом в разной степени в различных моделях рынка. Од-

---

\* Для большей четкости регулируемые цены будут называться «тарифами», в отличие от свободных цен, формирующихся на конкурентных рынках.

нако следует отметить еще ряд особенностей ЭЭС, важных в этом отношении, которые так или иначе взаимосвязаны с вышеперечисленными свойствами.

**1. Специализированный транспорт электроэнергии** (по проводам). Это исключает доставку электроэнергии общими видами транспорта (железнодорожным, автомобильным, водным, воздушным), что возможно для продукции большинства других отраслей, и придает локальный характер электроэнергетическим системам. Новые потребители и производители электроэнергии могут появиться лишь путем подключения их к сетям ЭЭС. Данное свойство ЭЭС приводит к:

- территориальной ограниченности электроэнергетического рынка: в нем могут участвовать только те потребители и производители, которые непосредственно присоединены к ЭЭС, причем через электрические связи с достаточной пропускной способностью. Отсутствуют, в частности, мировой рынок и мировые цены электроэнергии;

- участию в рынке только существующих (действующих) электростанций;

- наличие технологического (физического) барьера для вхождения в рынок новых производителей – для этого новые электростанции должны быть построены и подключены к ЭЭС. Тем самым в электроэнергетике не соблюдается одно из главных условий *совершенной* конкуренции – *свободный вход в отрасль новых фирм и свободный выход из нее существующих фирм* [34, с. 505].

Отметим особую важность существования *физического* барьера для новых производителей электроэнергии (НПЭ). Он играет решающую роль в рынках электроэнергии в *краткосрочном периоде* (в микроэкономическом понимании – см. гл. 2). Приход в такой рынок НПЭ просто невозможен – для этого новая электростанция должна быть запроектирована, построена и подключена к ЭЭС, что потребует нескольких лет. В краткосрочном рынке электроэнергии *действующие* производители ограждены от конкуренции со стороны НПЭ и могут повышать цены. Это является одной из главных причин несовершенства электроэнергетического рынка, и устранить ее (сделать рынок совершенным) нельзя никакими организационными и методологическими мерами или правилами.

**2. Изменчивость нагрузки потребителей в суточном, недельном и сезонном разрезах.** Это обуславливает:

- необходимость развивать генерирующие мощности в соответствии с годовым максимумом нагрузки (с учетом резервов); в остальные периоды года электростанции будут недогружены и станут получать меньшие доходы, которые могут оказаться недостаточными для окупаемости инвестиций;

- экономическую целесообразность наличия в системе электростанций разного типа (базисные, пиковые, полупиковые) с различающимися экономическими показателями (удельными капиталовложениями, издержками производства);

– необходимость оптимизировать структуру генерирующих мощностей (по типам электростанций) и режимы работы ЭЭС в разных временных разрезах.

Наличие электростанций разных типов приводит в свою очередь к своеобразным кривым предложения производителей, а также к формированию на конкурентном оптовом рынке (в моделях 3 и 4) маргинальных цен<sup>\*</sup> и «излишка производителя»<sup>\*\*</sup> у наиболее эффективных электростанций (подробнее см. гл. 2 и 4).

Эта особенность ЭЭС обусловила еще необходимость *централизованного оперативно-диспетчерского управления* нормальными и аварийными режимами ЭЭС (что предусматривается во всех моделях рынка), а также привела к еще одному свойству (или даже парадоксу) в электроэнергетике, отсутствующему в других отраслях.

**3. Необходимость оптимизации режимов ЭЭС по мгновенным (часовым) переменным издержкам электростанций**, в то время как *общие их издержки* (и экономичность) *определяются по интегральным результатам работы за год в целом* с учетом постоянных издержек. Изменения нагрузки потребителей в течение года приводят к соответствующим изменениям рабочих мощностей (нагрузки) электростанций, которые должны оптимизироваться по критерию минимума часовых, суточных, недельных или сезонных *переменных* (топливных) *издержек по ЭЭС в целом*. Такого явления нет, по-видимому, ни в одной другой отрасли. При оптимизации приходится оперировать *часовыми* расходными характеристиками электростанций, которые представляют собой только *переменные* издержки.

Между тем действительная стоимость электроэнергии (и ее цена) определяется *общими* удельными издержками, включающими еще постоянные издержки электростанций. В электроэнергетике эти общие удельные издержки можно рассчитать только за год в целом – они будут зависеть от годовой выработки электростанции, внутригодовых режимов ее работы (определяющих годовые переменные издержки) и годовых постоянных издержек. Такое 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, и формирующиеся на них цены не отражают действительную стоимость электроэнергии, что делает их несостоятель-

---

\* Маргинальная цена – равновесная рыночная цена, формирующаяся по издержкам самого дорогого производителя, замыкающего баланс ЭЭС и необходимого для соблюдения этого баланса.

\*\* Излишек производителя (producers' surplus) – кумулятивный эффект превышения цены над величиной предельных издержек производства. Измеряется как площадь между кривой предложения и горизонтальной линией рыночной цены ([40, с. 773]).

ными (подробнее см. § 4.1 и 4.2). Настоящими краткосрочными рынками электроэнергии могут быть лишь рынки, охватывающие период в один год или более и реализуемые путем соответствующих контрактов (договоров).

**4. Большая капиталоемкость, длительные сроки строительства и службы электростанций** и некоторых линий электропередачи. Следствиями этого являются:

– невозможность быстрого устранения дефицита, если он образовался на рынке по тем или иным причинам. Необходимо несколько лет для проектирования и строительства новых электростанций. Более того, если электростанции строятся частными инвесторами (в моделях 3 и 4), то еще примерно 10 лет потребуется для окупаемости инвестиций. Следовательно, частный инвестор должен будет знать условия развития ЭЭС (в первую очередь цены оптового рынка) на 15–20 лет вперед, которые весьма неопределенны, что создает большой риск для инвестора и еще более затрудняет строительство новых электростанций и устранение дефицита;

– необходимость заблаговременного планирования и последующего финансирования развития генерирующих мощностей ЭЭС, чтобы не допустить формирования дефицита на рынке электроэнергии;

– превышение срока службы электростанций (30–40 лет) над «разумными» сроками окупаемости или возврата инвестиций (10–15 лет), при которых частный инвестор будет строить электростанцию (в моделях 2–4).

В наибольшей мере данное свойство ЭЭС проявляется при конкурентных рынках (моделях 3 и 4), когда *принципиально изменяются критерии, стимулы и механизм финансирования строительства новых электростанций* по сравнению с регулируемой монополией и рынком «Единственный покупатель». Эти изменения создают проблемы с инвестированием развития генерирующих мощностей, которые рассматриваются в работе [19], а также в гл. 5.

Кроме того, в концепциях конкурентного рынка (в том числе, в России) обычно не предусматривается *централизованное планирование* развития генерирующих мощностей. Предполагается, что это развитие будет осуществляться на основе «сигналов рынка». Однако, как уже отмечалось в § 1.1, опыт стран, перешедших к конкурентному рынку электроэнергии, и последние исследования показали, что рынок таких сигналов своевременно не дает, и требуются специальные «нерыночные» меры для предотвращения дефицита мощностей.

**5. Высокая механизация, автоматизация и даже роботизация (на АЭС) технологических процессов** производства, транспорта и распределения электроэнергии. На электростанциях и подстанциях имеется, как правило, лишь административно-хозяйственный, дежурный и ремонтный персонал, численность которого практически не зависит от количества фактически вырабатываемой и передаваемой электроэнергии. Все производственные линии и узлы



электростанций проектируются исходя из максимальной (установленной) их мощности.

Это свойство ЭЭС, наряду с отмечавшейся большой капиталоемкостью электростанций, приводит к высокой доле постоянных издержек в общих издержках производства электроэнергии. Переменные издержки на ГЭС вообще отсутствуют, а на АЭС и ТЭС слагаются только из топливных издержек. Как будет показано в гл. 4, характеристики (кривые) удельных (средних) издержек электростанций принципиально отличаются в связи с этим от кривых издержек «типичных» фирм, рассматриваемых в теории микроэкономики. Это делает *краткосрочный конкурентный* оптовый рынок в электроэнергетике «нестандартным», отличным от рынков в других отраслях. В частности, электростанции (или ЭГК) должны выходить на такой рынок с кривыми предложения, отражающими не предельные, а *общие* издержки.

**6. Взаимная зависимость процессов производства электроэнергии различных видов электростанций**, входящих в ЭЭС. Все электростанции работают на общую нагрузку потребителей ЭЭС, которая изменяется в течение суток и сезонов года, режимы электростанций централизованно оптимизируются в зависимости от структуры генерирующих мощностей конкретной ЭЭС.

Это свойство ЭЭС вносит существенные особенности в рынок электроэнергии:

- Производители электроэнергии (продавцы) не выходят на рынок с уже готовой продукцией с известными объемами (и ценами), которые имеются в наличии или будут произведены в определенный будущий период. Электроэнергия производится *совместно и одновременно* всеми производителями, объемы (и издержки) каждого производителя будут зависеть от централизованно назначаемых режимов ЭЭС в различные часы, сутки и сезоны. Наиболее важные в экономическом отношении *годовые* объемы и издержки каждого производителя определяются лишь в конце года по интегральным его результатам.

- В связи с этим создается *неопределенность* в характеристиках краткосрочных издержек производителей электроэнергии, с которыми они участвуют в рынке. Такая неопределенность отсутствует в отраслях, где фирмы (компании) производят продукцию *независимо* друг от друга. Неопределенность издержек электростанций вносит, конечно, существенную особенность в электроэнергетический рынок. В регулируемых рынках (модели 1 и 2) это создает трудности в назначении тарифов регулирующими органами. При регулировании должна предусматриваться корректировка тарифов в случае значительных отклонений фактической выработки электростанции от планировавшейся (особенно это необходимо для ГЭС, выработка которых зависит от случайной приточности воды). В конкурентных рынках (модели 3 и 4) ситуация еще сложнее – производитель электроэнергии выходит на рынок, не зная точно, сколько он произведет в течение года и какие при этом будут его общие издержки. Есте-

ственно, он будет завышать цены как на спотовом рынке (если он имеется), так и в долгосрочных договорах с покупателями.

**7. Пообъектное развитие ЭЭС.** Расширение рынка в какой-либо ЭЭС происходит путем строительства отдельных (конкретных) новых электростанций (и ЛЭП), что по-разному проявляется при различных моделях организации электроэнергетического рынка.

Новые электростанции могут финансироваться и строиться:

- вертикально-интегрированными компаниями (ВИК) при организации рынка по модели 1;
- электрогенерирующими компаниями – ЭГК (при моделях 2–4);
- новыми (независимыми) производителями электроэнергии – НПЭ (модели 1–4).

Как показано в гл. 5, *механизмы финансирования* строительства электростанций будут при этом различными. Основное различие состоит в том, что в регулируемых рынках (модели 1 и 2) инвестиции в новые электростанции окупаются за счет *всей* электроэнергии, производимой ВИК (или в ЭЭС), а при конкурентном оптовом рынке (модели 3 и 4) инвестиции в какую-либо электростанцию должны окупаться за счет электроэнергии, вырабатываемой только *одной* этой станцией.

При конкурентном рынке каждая новая электростанция, строящаяся частным инвестором, помимо эксплуатационных издержек будет иметь свою собственную инвестиционную составляющую, необходимую для окупаемости инвестиций. Поэтому цена, которую сможет предложить на оптовом рынке новый производитель электроэнергии, будет выше цены, предлагаемой действующей электростанцией того же вида. Это создает *экономический* (ценовой) барьер для вхождения в рынок новых производителей в дополнение к физическому барьеру, отмечавшемуся выше, что придает *несовершенство* конкурентному рынку электроэнергии и в *долгосрочном* периоде (см. § 5.4).

Кроме того, пообъектное развитие генерирующих мощностей ЭЭС отражается на виде (и смысле) кривых *долгосрочных* издержек сферы генерации электроэнергии. При конкурентных рынках, в частности, в качестве долгосрочных издержек производства НПЭ и ЭГК должны рассматриваться *краткосрочные* издержки *новых* электростанций (см. § 5.3).

Одновременно, при переходе к конкурентному оптовому рынку изменяется и механизм финансирования межсистемных (и межгосударственных) электрических связей, что создает трудности с обоснованием их эффективности (см. § 5.5).

**8. Положительный эффект масштаба,** уже рассмотренный в предыдущем параграфе. В наибольшей мере он реализуется в регулируемой монополии (модель 1). В других моделях он последовательно снижается (в модели 2) или

даже теряется совсем (в моделях 3 и 4), ввиду раздробления единой компании на множество отдельных компаний. Следует еще раз подчеркнуть, что этот эффект присущ *ЭЭС в целом* (как системе), а не только электростанциям в сфере производства электроэнергии, как это иногда интерпретируется (например, в [32]).

**В совокупности анализ свойств ЭЭС** показывает, с одной стороны, *принципиальные отличия* электроэнергетического рынка от рынков в других отраслях, а с другой – его очевидное *несовершенство*.

В числе основных *отличий* можно указать:

- территориальную ограниченность электроэнергетического рынка (в пределах территории, охватываемой сетями конкретной ЭЭС);
- необходимость оперативно-диспетчерского управления нормальными и аварийными режимами ЭЭС;
- необходимость централизованного проектирования и заблаговременного планирования развития ЭЭС с учетом обеспечения необходимых резервов мощности;
- невозможность организации «нормальных» спотовых рынков электроэнергии (подробнее см. § 4.1 и 4.2);
- «нетипичность» и неопределенность издержек в сфере генерации ЭЭС, что делает конкурентный (нерегулируемый) оптовый рынок электроэнергии «нестандартным» в свете теории микроэкономики (подробнее в § 4.3 и 4.4);
- явную необычность (уникальность) межсистемных электрических связей, которые соединяют разные территориальные рынки электроэнергии (подробнее см. § 5.5).

**Несовершенство** электроэнергетического рынка создают, в первую очередь, технологический (физический) барьер для новых производителей в краткосрочном периоде и ценовой (экономический) барьер для них в долгосрочном периоде (см. § 5.4). Соблюдение других условий (требований) совершенной конкуренции анализируется в § 2.2. Несовершенство рынка электроэнергии проявляется при любых моделях его организации. В моделях 1 и 2 его монополистический характер очевиден, что приводит к необходимости регулирования цен (тарифов) на электроэнергию. В моделях 3 и 4, как будет показано в гл. 2 и 5, производители электроэнергии, с одной стороны, могут образовать олигополию\*, а с другой – сохраняют «рыночную власть» (market power), имея возможность создавать дефицит и поднимать цены на электроэнергию путем прекращения или замедления строительства новых электростанций. Этому способствует также экономический барьер.

---

\* Олигополия (oligopoly) – структура рынка, при которой небольшое число продавцов доминирует в продаже определенного продукта, а вход на этот рынок новых продавцов затруднен либо невозможен ([41, с. 338]).

Следует отметить, что электроэнергетика отличается от других инфраструктурных отраслей, таких как транспорт или телекоммуникации, присутствием в ней еще и *производства* продукции. Именно сфера генерации электроэнергии создает многие из рассмотренных особенностей ЭЭС и придает несовершенство электроэнергетическому рынку. Это относится, в частности, к «нетипичности» и неопределенности издержек в сфере генерации ЭЭС, невозможности организации спотовых рынков электроэнергии и к существованию физического и ценового барьеров для вхождения в рынок новых производителей. Такое отличие электроэнергетики от других инфраструктурных отраслей важно указать, так как в некоторых странах (например, в США) в качестве одного из доводов за дерегулирование электроэнергетики приводились успехи реформирования авиатранспорта и телекоммуникаций. Данное отличие электроэнергетики отмечается, в частности, в работе [3].

### **Вставка 3. Свойства ЭЭС и их влияние на рынок электроэнергии**

1. ЭЭС обладают рядом свойств и особенностей, которые обуславливают *несовершенство* электроэнергетического рынка и отличия его от рынков в других отраслях. Наряду с широко известными свойствами ЭЭС, можно выделить еще следующие:

- *Положительный «эффект масштаба»*, уже рассмотренный в § 1.2, который может быть утрачен при неудачной организации рынка.

- *Специализированный транспорт электроэнергии*, создающий территориальную ограниченность рынка и технологический (физический) барьер для вхождения в рынок новых производителей.

- *Изменчивость нагрузки потребителей в суточном, недельном и сезонном разрезах*. Это свойство в совокупности с другими обуславливает, в частности:

- *неопределенность* краткосрочных издержек производителей электроэнергии и

- невозможность организации «нормальных» *спотовых* рынков электроэнергии (подробнее см. § 4.1 и 4.2).

- *Высокая механизация, автоматизация и даже роботизация технологических процессов*, вследствие чего характеристики (кривые) средних (удельных) издержек электростанций принципиально отличаются от кривых издержек «типичных» фирм, рассматриваемых в теории микроэкономики (см. § 2.1 и 4.3). Это делает *краткосрочный оптовый* рынок электроэнергии «нестандартным».

- *Большая капиталоемкость, длительные сроки строительства и службы электростанций; пообъектное развитие ЭЭС*. Эти два свойства приводят к:

- невозможности быстрого устранения *дефицита*;
- необходимости *заблаговременного планирования развития* генерирующих мощностей ЭЭС для недопущения дефицита;
- появлению при конкурентном рынке *ценового барьера* для новых производителей электроэнергии (подробнее см. § 5.4).

Нужно еще отметить, что в зависимости от вида (модели организации) электроэнергетического рынка принципиально изменяются *механизмы финансирования* строительства электростанций (§ 5.1 и 5.2).

2. Главными *отличиями* рынка электроэнергии от рынков других товаров следует считать:

- территориальную его ограниченность, отсутствие мирового рынка и мировых цен электроэнергии;
- необходимость оперативно-диспетчерского управления режимами и централизованного планирования развития ЭЭС;
- «нетипичность» и неопределенность издержек в сфере генерации ЭЭС;
- экономическую *неправомочность* организации спотовых рынков электроэнергии;
- уникальную природу (в микроэкономическом смысле) межсистемных электрических связей, соединяющих разные территориальные рынки (см. § 5.5).

3. *Несовершенство* электроэнергетического рынка (в терминах микроэкономики) создают, в первую очередь, технологический барьер для вхождения в рынок новых производителей и ценовой барьер, появляющийся при переходе к конкурентному рынку электроэнергии. Монопольное положение производителей электроэнергии сохраняется при всех моделях организации рынка, кроме модели «Единственный покупатель» (подробнее см. гл. 2, 3 и 5).

4. От «чисто» инфраструктурных отраслей (например, транспорт и телекоммуникации) электроэнергетику отличает наличие *производства* продукции. Сфера генерации ЭЭС придает электроэнергетическому рынку отмечавшиеся отличия и несовершенство.

## § 1.4. Электроэнергетика в плановой и рыночной экономике

Рассмотрим особенности развития и функционирования электроэнергетики при плановой и рыночной экономике, вопросы государственной и частной собственности, включая корпоратизацию энергокомпаний, а также некоторые мо-

менты перехода электроэнергетики России и Китая из условий плановой экономики в рыночные.

При плановой экономике в электроэнергетике, естественно, нет рынка или могут быть лишь отдельные его элементы. В частности, в СССР развитие и функционирование электроэнергетики планировалось централизованно в комплексе с другими отраслями народного хозяйства. Финансирование планов осуществлялось из бюджета страны, а непосредственная их реализация (управление строительством и эксплуатацией) – иерархически построенной системой государственных организаций и предприятий, высшим уровнем которой являлось Министерство энергетики СССР. В Китае аналогичное централизованное управление электроэнергетикой продолжалось до 1985 г. или даже до 1997 г., когда было упразднено Министерство энергетики [42].

Очень часто ситуацию в электроэнергетике при плановой экономике отождествляют с регулируемой монополией в условиях рынка. Здесь есть, конечно, общие моменты, но имеются и существенные различия. Они касаются, в первую очередь:

- механизмов планирования и регулирования;
- установления цен на электроэнергию;
- видов собственности (государственная, муниципальная, частная).

Отличия **планирования и регулирования** в наибольшей мере проявляются в отношении *развития* электроэнергетики. В СССР, например, планирование развития отраслей представляло собой единый и взаимосвязанный процесс, охватывающий разные временные периоды – перспективное планирование (10–15 лет), пятилетнее, годовое. В электроэнергетике он дополнялся или, вернее, основывался на *проектировании* электроэнергетических систем – разрабатывались «Схемы развития» ЭЭС и ОЭС, технико-экономические доклады (ТЭД) по наиболее важным проблемам и др. Планы развития электроэнергетики предусматривали обеспечение, с одной стороны, электроэнергией (и теплом) все народное хозяйство страны, а с другой – необходимыми ресурсами, включая финансирование, саму электроэнергетику. Директивный характер планов, особенно годовых, создавал *минимальную неопределенность* в прогнозировании электропотребления, вводах электростанций, электропередач и др. Развитие электроэнергетики (ЭЭС) планировалось для страны в целом с учетом развития отдельных регионов (ОЭС). При этом, ввиду общей тенденции минимизации затрат, максимально реализовывались эффекты от объединения ЭЭС, поддерживался минимально необходимый уровень резервов мощностей и др.

Регулирование развития ЭЭС в рамках естественных монополий отличается от планирования несколькими аспектами. Во-первых, предложения по развитию ЭЭС на своих территориях составляют, как правило, сами монопольные

компания. Регулирующие органы затем согласовывают (или корректируют) эти предложения. При этом:

– работа по анализу и оптимизации развития ЭЭС совершается дважды – монопольной компанией и регулирующим органом; последний должен быть укомплектован кадрами достаточно высокой квалификации;

– монопольные компании, особенно частные, заинтересованы в максимальном развитии своих ЭЭС как для гарантирования надежного электроснабжения, так и для увеличения своего капитала, материализуемого в новых энергетических объектах;

– регулирующие органы подвергаются постоянному давлению со стороны компаний-монополистов, поэтому должны быть защищены от коррупции; одновременно, будучи тоже ответственными за электроснабжение потребителей, они склонны скорее допускать избыток генерирующих мощностей, чем их дефицит.

Во-вторых, развитие ЭЭС планируется и осуществляется монопольными компаниями только в пределах своих обслуживаемых территорий. Если в стране несколько таких компаний, как, например, в США, Канаде, Японии, то становится затруднительным или даже невозможным реализовать эффекты от объединения отдельных ЭЭС и создать полноценную Единую (или Национальную) ЭЭС страны. Это же приводит к различию цен (тарифов) на электроэнергию по территории страны.

В-третьих, следует отметить, что планирование развития ЭЭС в условиях рыночной экономики связано с гораздо большей неопределенностью, чем в условиях плановой экономики.

Что касается управления *функционированием* ЭЭС, в частности оперативно-диспетчерского управления, то их условия в плановой и рыночной экономике различаются в меньшей степени, и мы не будем на этом останавливаться. Можно указать только, что при плановой экономике возможна организация централизованного диспетчерского управления ЭЭС (или НЭС) всей страны с соответствующим повышением экономичности и надежности электроснабжения. В странах с рыночной экономикой при наличии нескольких монопольных энергокомпаний это, как правило, оказывается невозможным. В СССР методология и средства иерархического диспетчерского управления ЭЭС, включая противоаварийную автоматику, достигли высокого уровня (см. [43–54; и др.]).

Принципы и методы *установления цен (тарифов) на электроэнергию* в плановой экономике и в регулируемых монополиях различаются особенно сильно. В СССР цены устанавливались централизованно, причем были едины-

ми для всей страны.\* При этом, учитывая централизованное планирование и финансирование, электроэнергетика могла быть как дотационной, так и прибыльной отраслью. Как показано в [38, 55], в период 1960–1965 гг. электроэнергетика не полностью окупала свои затраты, а затем до 1990 г. была прибыльной, несмотря на большие капиталовложения, направляемые на ее развитие. При этом тарифы на электроэнергию для промышленности и для населения (более высокие) были вполне приемлемыми.

В регулируемых монополиях тарифы устанавливаются регулирующими органами индивидуально для каждой компании. В них включаются все необходимые расходы компании, инвестиционная составляющая, обеспечивающая развитие ЭЭС, и нормальная прибыль. Иногда по требованию государственных или муниципальных органов в тарифы включаются некоторые «косвенные» («непрофильные») затраты или, наоборот, выделяются субсидии, например на внедрение возобновляемых источников энергии. Структура генерирующих мощностей ЭЭС, виды и стоимость топлива, а также другие условия в каждой монопольной энергокомпании, естественно, бывают различными, вследствие чего различаются и тарифы на электроэнергию по территории страны, если имеется несколько таких компаний. Методики установления тарифов, особенно в части инвестиций и прибыли, в каждой стране имеют свои особенности. В целом процесс регулирования тарифов достаточно сложный и сильно влияет как на их величину, так и на финансовое состояние регулируемых энергокомпаний. Трудности и недостатки государственного регулирования монопольных энергокомпаний явились, как уже отмечалось, одним из доводов за переход к конкурентному рынку.

В России в начале 90-х годов прошлого столетия при акционировании электроэнергетики деятельность по государственному регулированию созданных энергокомпаний (РАО «ЕЭС России», АО-энерго, АО-электростанций) пришлось организовывать заново, притом в срочном порядке. Естественно, при этом имелись многие недостатки, усугубляемые общим экономическим кризисом в стране. Впоследствии система регулирования постепенно совершенствовалась, но ее все еще нельзя считать вполне сформировавшейся.

Что касается *собственности в электроэнергетике*, то при плановой экономике (в СССР и до 1985 г. в Китае) она, естественно, является государственной. В регулируемых монополиях она может быть различной: *государственной* (или муниципальной), как, например, во Франции, Норвегии и некоторых других странах, или *частной* (в Японии, Англии, многих штатах США и др.). В любом случае деятельность монопольных энергокомпаний регулируется госу-

---

\* О целесообразности единых для страны цен на электроэнергию могут быть разные точки зрения. Однако усилия Федеральных органов США и Европейского Союза указывают на стремление к выравниванию цен между странами (штатами).



дарством. Начиная с 1980-х годов почти во всех странах (Англии, США, Китае и др.) появились частные независимые производители, которые продавали электроэнергию монопольным компаниям по регулируемым тарифам.

Реформирование электроэнергетики в некоторых странах сопровождалось приватизацией генерирующих компаний, в других странах они сохранялись в собственности государства. Электрические сети, как правило, не приватизировались.

Процесс выделения из монопольных вертикально-интегрированных энергокомпаний, находившихся в государственной (муниципальной) собственности, хозяйственно независимых (самостоятельных) генерирующих (и других) компаний с сохранением их в собственности государства принято называть «корпоратизацией» [2]. Такие корпоративные (государственные) компании действуют на рынке аналогично частным, в том числе стремятся к получению максимальной прибыли, конкурируют друг с другом и с частными компаниями. Они могут создаваться при различной глубине реформирования электроэнергетики. Например, в Китае и Южной Корее корпоративные генерирующие компании имеются при рынке «Единый покупатель» (модель 2), а в Норвегии – при конкурентном рынке (модели 3 и 4).

Существует мнение, что частные компании более эффективны, чем государственные. Вместе с тем последние имеют ряд преимуществ перед частными компаниями:

- в их издержках отсутствует «нормальная» прибыль, направляемая на выплату дивидендов акционерам (владельцам) компании; следовательно, они могут выходить на рынок с меньшими ценами, чем аналогичные частные компании;

- прибыль, получаемая такими компаниями, расходуется по согласованию с соответствующими государственными органами, т.е. в интересах государства, а не частных компаний;

- заработная плата руководящему составу компаний также устанавливается государством; конечно, она ставится в зависимость от результатов деятельности компании (в том числе от получаемой прибыли), но не может назначаться произвольно самой компанией. Одновременно регулируется зарплата рабочих и служащих компании, которые могут ущемляться в частных компаниях.

Указанные преимущества государственных компаний могут оказаться более значимыми, чем возможные достоинства частных компаний. Например, лауреат Нобелевской премии проф. Джозеф Стиглиц показывает [56], что менеджеры частных компаний перестают представлять интересы акционеров (отрываются от собственников). Располагая наиболее полной информацией о состоянии рынка и руководимых ими компаний, они используют это для своего

обогащения. Оправдываясь принципом получения максимальной прибыли компании, они стремятся фактически к личной выгоде.

В условиях государственной собственности при централизованном планировании и финансировании *ЕЭС СССР* была наиболее интегрированным и эффективным электроэнергетическим объединением [57]. В ней в наибольшей степени реализовывались эффекты от объединения ЭЭС, рассмотренные в § 1.2. В частности:

- эффект от одновременности максимумов нагрузки отдельных ОЭС (расположенных в 6 часовых поясах) выразился в снижении на 6 ГВт потребности в генерирующих мощностях в декабре 1991 г. [57]. Одновременно в каждой из ОЭС аналогичный эффект достигал: в ОЭС Центра – 2,33, в ОЭС Северо-Запада – 0,91, в ОЭС Юга – 1,01, в ОЭС Средней Волги – 0,43, в ОЭС Северного Кавказа – 0,59, в ОЭС Закавказья – 0,37, в ОЭС Урала – 1,07, в ОЭС Северного Казахстана – 0,32 и в ОЭС Сибири – 0,92 ГВт, т.е. суммарно еще почти 8 ГВт;

- экономия аварийного и ремонтного резерва в ЕЭС СССР оценивается в 3–4% [25];

- эффект от улучшения использования (оптимизации режимов работы) электростанций оценивается ежегодной экономией 10–12 млн т у.т. [57];

- по интегральной оценке эффективности ЕЭС СССР, сделанной в работе [25], экономия затрат на ее развитие и функционирование в 1,5–2,5 раза превышает затраты на развитие системообразующей сети ЕЭС (благодаря эффекту в сфере генерации).

В целом ЕЭС СССР после ее формирования в 1960-е годы обеспечивала надежное и экономичное электроснабжение страны при минимально необходимых резервах мощности, оптимальных структуре и режимах работы генерирующих мощностей.

После распада СССР она была расчленена, в результате чего многие ЭЭС стран СНГ оказались дефицитными, а в ЕЭС России указанные эффекты существенно снизились. Проводимая сейчас реформа электроэнергетики России приведет к дальнейшей утрате эффектов, которые были присущи ЕЭС СССР (подробнее см. гл. 7).

Электроэнергетика *Китая* после экономических реформ, начатых Дэн Сяопином, претерпела существенные изменения. Введение рыночных отношений (и частной собственности) при сохранении общего централизованного планирования (и государственной собственности), т.е. переход к смешанной экономике, дали в условиях Китая необычайно хороший эффект. Реформа электроэнергетики КНР будет подробно описана в гл. 6. Здесь же отметим лишь следующие обстоятельства.

Начиная с 1985 г. в Китае были созданы благоприятные условия для привлечения частных инвестиций в сферу генерации. Вызвано это было нехваткой

собственных (государственных) средств для обеспечения быстрого роста электропотребления и ликвидации создавшегося дефицита мощностей. Как показано в работе [19] и будет рассмотрено в гл. 5, при высоких темпах развития генерирующих мощностей становится выгодным финансирование за счет кредитов. Частные инвесторы, с которыми заключались долгосрочные контракты, гарантирующие окупаемость (возврат) инвестиций с достаточно большим процентом на капитал, и явились фактически такими кредиторами. Такая мера в условиях Китая была экономически целесообразной, она привела к появлению множества независимых производителей электроэнергии (частных собственников) наряду с сохранением и развитием электростанций, принадлежащих государству (и муниципальным властям).

Планирование развития электроэнергетики, осуществлявшееся до 1998 г. Министерством электроэнергетики, а затем Государственной комиссией по развитию и планированию, постепенно заменено государственным регулированием. В 2002 г., вместе с разделением сфер генерации и передачи электроэнергии (и образованием соответствующих государственных компаний), создана Китайская комиссия по регулированию электроэнергии. Эта Комиссия контролирует планы развития и устанавливает тарифы для государственных компаний, утверждает долгосрочные контракты с независимыми производителями электроэнергии и др.

В настоящее время электроэнергетика Китая реформирована под разновидность регулируемого рынка «Единый покупатель». Образованы две такие компании: Государственная сетевая корпорация Китая, охватывающая территории ОЭС Северного, Северо-Восточного, Северо-Западного, Восточного и Центрального Китая, и Южная энергетическая сетевая компания на территориях южных и юго-западных провинций Китая. Эти компании, наряду с планированием развития и эксплуатацией электрических сетей, осуществляют оперативно-диспетчерское управление энергосистемами и планирование развития генерирующих мощностей, проводят конкурсы и заключают долгосрочные контракты на строительство и поставку электроэнергии от новых электростанций.

Таким образом, в КНР осуществлен «плавный» перевод электроэнергетики из условий плановой экономики сначала к регулируемой монополии, а затем к регулируемому рынку «Единый покупатель». При этом имеются как государственные (и муниципальные), так и частные ЭГК, конкурирующие друг с другом. Система государственного регулирования обеспечивает, с одной стороны, максимально возможное строительство новых электростанций, а с другой – поддержание умеренных тарифов для потребителей (на уровне средних по энергосистеме издержек на производство, транспорт и распределение электроэнергии). При сохранении централизованного планирования основных показа-

телей и пропорций социально-экономического развития страны это позволило более эффективно управлять разросшимся электроэнергетическим хозяйством и более полно использовать инициативу и возможности региональных органов и отдельных предприятий (компаний).

#### **Вставка 4. Электроэнергетика в условиях плановой и рыночной экономики**

1. Определенное сходство с условиями плановой экономики имеют регулируемые электроэнергетические монополии (модель 1) и регулируемый рынок «Единый покупатель» (модель 2). Однако имеются существенные различия в механизмах планирования и финансирования развития ЭЭС, а также ценообразования. В частности, тарифы на электроэнергию при указанных моделях рынка будут индивидуальными для каждой регулируемой компании, а в условиях плановой экономики они могут быть едиными по всей стране.

Условия при конкурентных рынках (модели 3 и 4) различаются принципиально.

2. Государственное регулирование энергокомпаний представляет сложный вид деятельности, имеющий особенности в каждой стране и требующий постоянного совершенствования. В России в начале 1990-х годов его пришлось организовывать заново, притом в срочном порядке. В Китае переход от государственного планирования к регулированию электроэнергетики осуществлен постепенно в течение 1997–2002 гг.

3. В различных странах имеются как частные, так и государственные (корпоративные) генерирующие компании. Несмотря на широко распространенное мнение о более эффективной деятельности частных компаний, государственные компании обладают рядом достоинств:

- отсутствие в издержках «нормальной» прибыли, направляемой на выплату дивидендов акционерам;
- использование получаемой прибыли в интересах государства;
- регламентация заработной платы руководящему персоналу, рабочим и служащим компании.

4. ЭЭС СССР в условиях централизованного планирования и государственной собственности была надежным и экономичным энергообъединением. В нем наиболее полно реализовывались эффекты от объединения ОЭС и региональных ЭЭС: уменьшение генерирующих мощностей за счет одновременности максимумов нагрузки достигало 14 ГВт, а экономия аварийного и ремонтного резервов – 3–4 %. Общий эффект в сфере генерации в 1,5–2,5 раза превышал затраты на развитие системообразующей сети ЭЭС.

## ГЛАВА 2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА В СВЕТЕ МИКРОЭКОНОМИКИ

В данной главе проводится анализ электроэнергетической отрасли с точки зрения теории микроэкономики с целью оттенить отличия рынка электроэнергии от рынков в других отраслях. Приводятся основные понятия микроэкономики, необходимые для такого анализа (§ 2.1), дается общее представление о видах рынков, традиционно рассматриваемых в микроэкономике, и их интерпретация применительно к электроэнергетике (§ 2.2).

### § 2.1. Основные понятия микроэкономики

Экономическую науку (economics), предметом изучения которой является преимущественно рыночная экономика, принято разделять на макроэкономику (macroeconomics) и микроэкономику (microeconomics) [34, 40; и др.]. Между этими разделами (частями, уровнями) нет четкой грани, и во многих отношениях они взаимосвязаны. Однако имеются существенные различия.

**Макроэкономика** изучает экономику страны в целом или агрегированные ее составляющие (государственный и частный секторы, промышленность, сфера услуг и т.п.), а также международные экономические отношения. Она оперирует такими экономическими показателями, как *совокупный* объем производства, *общий* уровень занятости, *совокупные* доходы и расходы, *общий* уровень цен.

Предметом изучения **микроэкономики** являются отдельные отрасли, фирмы (компании) и домохозяйства. Исследуются объемы производства и цены *конкретного* продукта, доходы, расходы и прибыль *отдельно взятой* фирмы или компании, рынки товаров или услуг в пределах *одной* отрасли.

Образно говоря, макроэкономика изучает лес, а микроэкономика – деревья [34]. Рынок в электроэнергетике относится к предмету микроэкономики, основные понятия которой рассматриваются ниже. Для начала приведем несколько определений, заимствованных из работы [34]:

- **Отрасль** (industry) – группа *фирм* (одна или более), производящих идентичные или схожие продукты.
- **Фирма** (firm) – организация, использующая ресурсы для производства товаров или услуг с целью получения прибыли, владеющая одним или несколькими *предприятиями*.
- **Предприятие** (plant) – реальное предприятие (включая землю и капитал), выполняющее одну или более функцию в производстве, изготовлении и продаже товаров и услуг.

- **Домохозяйство** (household) – экономическая единица, состоящая из одного или более лиц, которая снабжает экономику ресурсами и использует полученные за них доходы для приобретения товаров и услуг, удовлетворяющих материальные потребности человека.

- **Услуга** (service) – то, что неосвязаемо (невидимо) и в обмен за что потребитель, фирма или правительство готовы платить.

- **Стандартизованный продукт** (standardized product) – продукт, все единицы которого полностью заменяют друг друга и, следовательно, идентичны.

- **Рынок** (market) – институт или механизм, который сводит вместе покупателей (предъявителей спроса) и продавцов (поставщиков) конкретного товара или услуги.

Применительно к рынку в электроэнергетике под *отраслью* следует понимать фактически электроэнергетическую систему, охватывающую своими сетями определенную территорию (в § 1.3 отмечалась территориальная ограниченность электроэнергетического рынка). При национальных или единых ЭЭС страны это будет одна отрасль (и рынок). Если же в стране имеется несколько отдельных ЭЭС или ОЭС, то придется рассматривать соответственно несколько «электроэнергетических отраслей» со своими рынками электроэнергии.

В качестве *фирм* будут выступать отдельные компании, которые в зависимости от вида организации (модели) электроэнергетического рынка могут быть вертикально-интегрированными, электрогенерирующими, сетевыми или сбытовыми. Вертикально-интегрированные и большинство электрогенерирующих компаний будут владеть *несколькими* (многими) *предприятиями* – *электростанциями*, что, как будет показано в гл. 4, очень сильно влияет на ценообразование в электроэнергетических рынках. Сетевые компании (при выделении сфер транспорта и распределения электроэнергии) будут выполнять фактически *сервисные* функции, предоставляя услуги по транспорту электроэнергии. Сбытовые компании представляют собой перепродавцов на розничных рынках электроэнергии.

Понятие *домохозяйства* в микроэкономике весьма широкое. Оно включает в себя не только население, предоставляющее для фирм один из главных производственных ресурсов – рабочую силу (или просто «труд»). К ним относятся также владельцы еще двух важных ресурсов – земли и капитала, причем под «землей» могут пониматься и полезные ископаемые. Применительно к электроэнергетике домохозяйства являются также потребителями электроэнергии. Кроме того, электроэнергию потребляют другие отрасли промышленности, часть которых, в свою очередь, снабжает энергетические компании необходимыми материалами и оборудованием.

Электроэнергия, как указывалось в § 1.1, является *стандартизованным* продуктом, что оказывает большое влияние на организацию, функционирование и развитие электроэнергетического рынка.

В любом рынке участвуют, естественно, **покупатели (или потребители) и продавцы (или производители)**\* соответствующих товаров или услуг. Покупатели выступают на рынке со своим *спросом*, а продавцы – с *предложением*.

**Спрос** (demand) характеризуется кривой, показывающей, сколько товаров или услуг покупатель (или покупатели) готов приобрести при различных ценах в определенный период времени. Установлен экономический *закон спроса*, согласно которому при прочих равных условиях повышение цены товара сокращает спрос на него, и наоборот – снижение цены повышает спрос. Это определяет наклон кривой спроса в координатах «цена – объем спроса» (обычно цена откладывается по оси ординат, а объем спроса или предложения – по оси абсцисс). Могут встретиться два крайних случая: 1) *совершенно эластичный* спрос, когда в указанных координатах кривая спроса представляет собой *горизонтальную* линию (при фиксированной цене), и 2) *совершенно неэластичный* спрос, когда кривая спроса будет *вертикальной* линией (при фиксированном объеме спроса). В дальнейшем спрос будет обозначаться латинской буквой *D*, как это принято в литературе по микроэкономике.

**Предложение** (supply) описывается кривой, показывающей объем товаров или услуг, которые предложит по различным ценам продавец (продавцы) на протяжении определенного периода. Известен соответствующий *закон предложения*, согласно которому при прочих равных условиях рост цены продукции влечет за собой рост предложения, и наоборот. В связи с этим наклон кривой предложения будет противоположным наклону кривой спроса (в тех же координатах). Аналогично спросу имеются два крайних случая – *совершенно эластичного и совершенно неэластичного предложения*. В первом случае кривая предложения будет представлять собой горизонтальную линию, а во втором – вертикальную. Предложение будет обозначаться буквой *S*.

В теории микроэкономики для иллюстрации ситуаций, возникающих на рынках, широко применяется *графический аппарат*. Так, на свободных рынках (при отсутствии регулирования цен или манипулирования ими) равновесие, определяющее цену и объем продаж (покупки) товаров, устанавливается на пересечении кривых спроса (*D*) и предложения (*S*), как это показано на рис. 2.1. Цена  $p_p$  и объем  $Q_p$  будут равновесными ценой и объемом продаж (покупки).

Одним из центральных понятий микроэкономики является **цена** (price) – количество денег, уплачиваемое или получаемое за единицу товара, услуги или

---

\* Термины «покупатель» и «потребитель», а также «продавец» и «производитель» будут применяться как синонимы, за исключением особых, специально оговариваемых случаев.

ресурса. Цена и объем покупки товара определяют *расходы* (expenditures) покупателя, а цена и объем продаж – *доходы* (revenue) продавца. В некоторых видах рынка цены могут регулироваться государственными, региональными или муниципальными органами. **Регулируемые цены**, как уже отмечалось, будем называть **тарифами**, чтобы подчеркнуть их отличие от свободных рыночных цен.

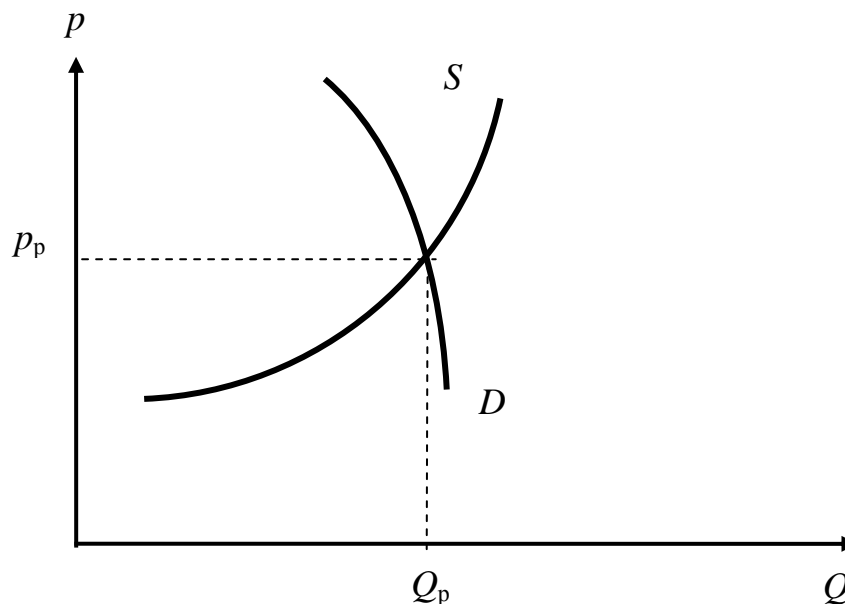


Рис. 2.1. Рыночное равновесие.

### Издержки производства

Еще одним очень важным понятием, на котором следует остановиться более подробно, являются **издержки** (cost) – расходы фирмы на производство товаров или услуг, проданных в течение определенного периода времени. Издержки производства – понятие весьма многостороннее, и в микроэкономике рассматриваются различные их виды.

Прежде всего, принято различать **явные и скрытые** издержки. **Явные** издержки (explicit cost) – это непосредственные **денежные** расходы фирмы на оплату рабочей силы и транспортных услуг, приобретение сырья, материалов, топлива и т.п. Как правило, именно эти издержки подлежат бухгалтерскому учету. **Скрытые** издержки (implicit cost) – это неоплачиваемые затраты **собственных** ресурсов фирмы. Мы отметим лишь две основные составляющие скрытых издержек: **износ сооружений и оборудования**, принадлежащих фирме, и **нормальную прибыль**. Износ, по-видимому, не требует особых пояснений, но о второй составляющей следует сказать специально.

**Нормальная прибыль** (normal profit) считается обязательной составляющей издержек. При отсутствии такой прибыли фирма не сможет нормально функци-



онировать и с течением времени прекратит свое существование. В работе [34] нормальная прибыль интерпретируется как *минимальная плата за предпринимательскую способность, стимулирующая ее применение в деятельности фирмы*. В принципе, она может пониматься и как источник выплаты дивидендов акционерам фирмы (в минимальных размерах, ниже которых акционеры начнут распродавать свои акции). Конкретная величина нормальной прибыли в литературе обычно не указывается. Можно полагать, что она находится в пределах 2–5 % годовых на вложенный (или имеющийся) капитал. В дальнейшем мы будем считать, что нормальная прибыль *всегда* включена в издержки производства.

Естественно, фирма может (и стремится) получать прибыли сверх нормальной. Такие виды *сверхприбылей* будут рассмотрены позже.

В микроэкономике под издержками понимаются все платежи и расходы фирмы, как явные, так и скрытые, включая нормальную прибыль. Все они необходимы для того, чтобы привлечь ресурсы в конкретную сферу производства и удержать их в ней. Такого представления об издержках мы и будем придерживаться в книге.

Перед тем как перейти к дальнейшему рассмотрению издержек, необходимо остановиться на очень важных понятиях ***краткосрочного и долгосрочного периодов***. Издержки производства для этих периодов имеют различный смысл. Изменяются также и виды самих рынков.

Под ***краткосрочным периодом*** (short run) в микроэкономике понимается промежуток времени, в течение которого *производственные мощности фирмы остаются неизменными (фиксированными)*. Объемы производства продукции и соответственно интенсивность использования мощностей могут, конечно, изменяться. Однако максимально возможный выпуск продукции ограничен этими фиксированными производственными мощностями. Применительно к электроэнергетике можно говорить о фиксированных установленных мощностях *действующих* электростанций, которые могут работать с разным числом часов использования, т.е. вырабатывать различное количество электроэнергии. Естественно, при этом будет существовать максимально возможный объем производства электроэнергии (например, в течение года).

***Долгосрочный период*** (long run) – период, в течение которого *производственные мощности фирмы изменяются*. Мы будем рассматривать в дальнейшем развитие, т.е. увеличение производственных мощностей фирмы, как более общий и интересный случай. При этом, естественно, у фирмы появляется новый вид затрат – капиталовложения (инвестиции) на создание новых (или расширение существующих) мощностей. В электроэнергетике в долгосрочном периоде происходит развитие ЭЭС – строительство новых электростанций и ЛЭП.

## Издержки фирмы в краткосрочном периоде

Общие издержки (total costs) за какой-то период (например, за год) состоят из постоянных и переменных издержек. Величина *постоянных издержек* (fixed costs) не зависит от объемов производства. К ним относятся амортизационные отчисления от стоимости зданий и оборудования, арендные платежи, страховые взносы, проценты по займам, зарплата постоянного персонала и некоторые другие расходы фирмы. *Переменные издержки* (variable costs), наоборот, изменяются с изменением объемов производства. Они включают затраты на сырье, топливо, транспортные услуги, определенную часть труда и тому подобные переменные ресурсы.

Для удобства изложения мы будем придерживаться тех обозначений различных величин, которые приняты в микроэкономике (несколькими латинскими буквами). Тогда для издержек за какой-то краткосрочный период можно записать выражение

$$TC = FC + VC, \quad (2.1)$$

где общие ( $TC$ ), постоянные ( $FC$ ) и переменные ( $VC$ ) издержки измеряются в рублях или долларах, израсходованных за рассматриваемый период (например, руб./год или дол./год).

Наиболее часто в микроэкономике оперируют с *удельными, или средними издержками* (на единицу продукции). В этом случае полные издержки за краткосрочный период в выражении (2.1) делятся на объем продукции  $Q$ , произведенной в этом периоде. Средние издержки будут иметь такую же размерность, как и цены продукции (руб./т, дол./т, руб./кВт·ч и т.п.). Однако зависимости таких издержек от объемов производства оказываются достаточно сложными.

На рис. 2.2, заимствованном из [34, с. 488], показан принципиальный вид таких зависимостей для средних (удельных) издержек:

– средних постоянных издержек (average fixed costs –  $AFC$ ), которые уменьшаются с увеличением объема производства (постоянные издержки фирмы делятся на все бóльший объем продукции);

– средних переменных издержек (average variable costs –  $AVC$ ), которые при определенном объеме производства достигают своего минимума (точка А). Вогнутая (вниз) форма кривой  $AVC$  обусловлена действием *закона убывающей предельной отдачи*, на котором мы остановимся отдельно;

– средних общих издержек (average total costs –  $ATC$ ), которые равны сумме (по вертикали) постоянных и переменных издержек ( $ATC = AFC + AVC$ ). Кривая  $ATC$  также имеет минимум, но при несколько бóльшем объеме производства (точка Б).

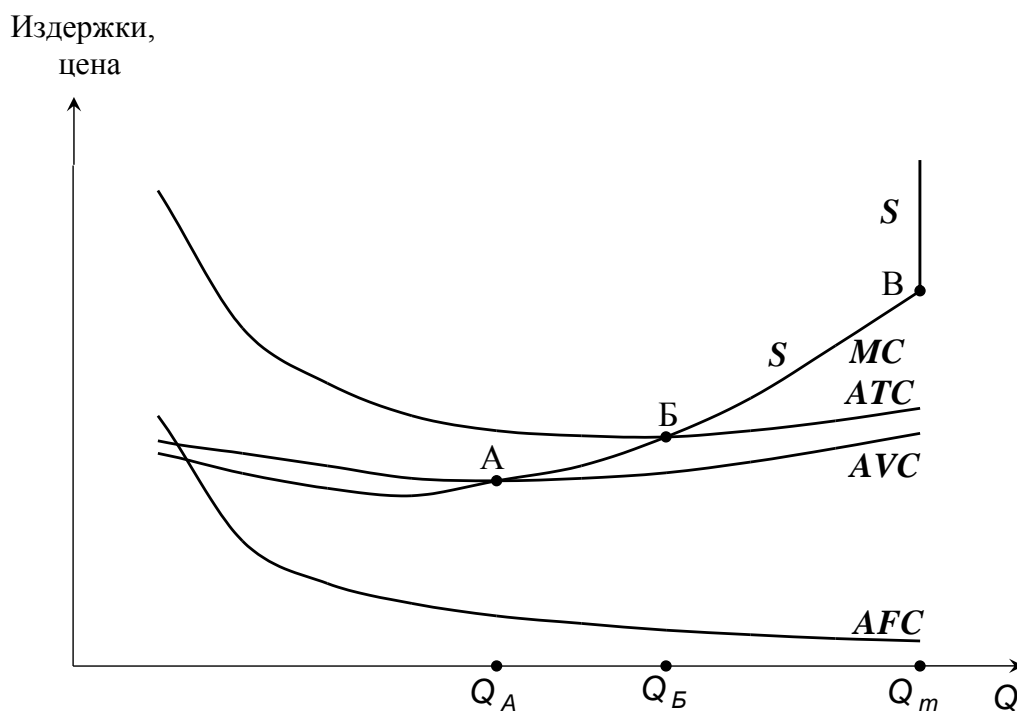


Рис. 2.2. Соотношение средних (удельных) постоянных, переменных и общих издержек с предельными издержками.

Закон убывающей предельной отдачи (law of diminishing marginal returns) утверждает, что если количества некоторых факторов фиксированы, то предельный продукт любого переменного фактора (например, труда) будет по достижению некоторого объема выпуска убывать по мере увеличения затрат данного фактора [40]. Хотя этому закону придается общий характер, но иллюстрируется и действует он главным образом в отношении *отдачи труда*, т.е. снижения его производительности по мере интенсификации. Следовательно, U-образный вид кривых средних переменных издержек (*AVC*) справедлив при значительных затратах труда в фирме на выпуск ее продукции.

Между тем, ввиду отмечавшегося в § 1.3 свойства ЭЭС – высокой механизации и автоматизации производственных процессов, – затраты труда на электростанциях слабо или даже совсем не зависят от количества производимой электроэнергии. Как будет показано в § 4.3, вид кривых средних издержек электростанций принципиально отличается от показанного на рис. 2.2. И это вносит существенную особенность в рынок электроэнергии.

Напомним, что все кривые на рис. 2.2 построены для *краткосрочного периода*, когда производственные мощности фирмы фиксированы. Максимально возможный объем производства фирмы обозначен буквой  $Q_m$ .

## Предельные издержки и кривая предложения фирмы

На рис. 2.2 показана еще кривая *предельных издержек* (marginal costs –  $MC$ ), характеризующих *прирост* издержек на производство *дополнительной единицы* продукции. Если средние (удельные) издержки определялись путем деления соответствующих издержек фирмы за какой-то период (например, год) на общий объем производства за этот же период, то предельные издержки при каждом объеме производства  $Q$  представляют собой дифференциал

$$MC = \frac{dTC}{dQ} = \frac{dVC}{dQ}, \quad (2.2)$$

где  $TC$  – общие, а  $VC$  – переменные издержки при данном объеме производства  $Q$ .

Величина постоянных издержек, естественно, не влияет на предельные издержки – при производстве дополнительной единицы продукции увеличиваются лишь переменные издержки.

Кривая предельных издержек пересекает кривые средних общих ( $ATC$ ) и средних переменных издержек ( $AVC$ ) в точках минимального значения каждой из них (в точках Б и А соответственно). Когда предельные издержки ( $MC$ ) ниже средних общих издержек ( $ATC$ ), то последние уменьшаются; когда  $MC$  выше  $ATC$ , то последние возрастают. Аналогичным образом, когда  $MC$  ниже средних переменных издержек ( $AVC$ ), последние уменьшаются, а когда выше, растут.

Предельные издержки имеют очень важное значение при участии фирмы в рынке, на котором она продает свою продукцию (или услуги) по какой-то цене  $p$ . В теории микроэкономики [34, 40, 41; и др.] показано, что максимальную прибыль фирма будет получать при таком объеме производства, при котором ее предельные издержки равны цене продаваемой продукции:

$$MC = p. \quad (2.3)$$

Как видно на рис. 2.2, на участке после пересечения с кривой  $AVC$  (точка А) предельные издержки возрастают. Объясняется это законом убывающей предельной отдачи. Не вдаваясь в подробности, отметим следующие положения:

1) при цене  $p$ , сложившейся на рынке, *ниже* значения предельных издержек в точке А фирма не сможет компенсировать даже свои *переменные* издержки. Если такая низкая цена продержится долго, то фирма будет вынуждена закрыться;

2) при ценах в промежутке между точками А и Б фирма не полностью компенсирует *постоянные* издержки и также не сможет долго существовать;

3) при рыночной цене, равной предельным издержкам в точке Б, фирме выгодно производить соответствующий объем  $Q_B$ . При этом она будет полностью покрывать общие издержки ( $ATC$ ), включая *нормальную* прибыль;

4) при ценах на рынке *выше* точки Б фирма начнет получать дополнительную прибыль, называемую *экономической* прибылью. На единицу продукции эта прибыль равна разнице между рыночной ценой и средними общими издержками ( $p - ATC$ ), а абсолютная ее величина – производству  $(p - ATC) \times Q$ , т.е. будет зависеть от объема производства.

Для получения максимальной экономической прибыли фирма должна устанавливать объем производства в соответствии с равенством (2.3). При этом цена продукции  $p$  как раз компенсирует дополнительные (предельные) издержки ( $MC$ ) на производство *дополнительной* единицы продукции. Следовательно, при ценах выше точки А фирма должна выступать на рынке с предложением объема продукции в соответствии с кривой  $MC$ , которая и будет являться *кривой предложения* фирмы.

Нужно заметить, что на участке А–Б фирма должна также следовать равенству (2.3). При этом будут *минимизироваться ее убытки*.

Таким образом, *кривая предельных издержек ( $MC$ ) на участке А – Б – В* (вплоть до максимальной производительности фирмы  $Q_m$ ) *является одновременно кривой предложения фирмы ( $S$ )*. Заметим, что ранее на рис. 2.1 было показано рыночное равновесие для отрасли в целом, а здесь речь идет о кривой предложения отдельной фирмы.

Кривая предложения фирмы ( $S$ ) по достижению максимальной производительности  $Q_m$  (точка В) переходит в вертикальный участок – *предложение фирмы становится совершенно неэластичным*. При любой рыночной цене выше точки В фирма не может произвести и предложить продукции больше, чем  $Q_m$ .

Рассмотрим теперь *кривую предложения отрасли*, состоящей из нескольких фирм (для рынка данного продукта в целом). Она строится путем суммирования (по горизонтали) объемов производства отдельных фирм, соответствующих одной и той же цене продукта. Это является естественным, так как при каждом значении рыночной цены все фирмы будут предлагать объемы продукции в соответствии со своими кривыми предложения.

На рис. 2.3, построенном с использованием данных работы [40, с. 164], показан пример отрасли, состоящей из двух фирм с максимальными производительностями  $Q_{m1}$  и  $Q_{m2}$  (аналогичным образом будет строиться и кривая предложения отрасли с большим числом фирм). Предполагается, что точки А и Г соответствуют минимальным объемам предложения, с которыми фирмы будут выходить на рынок. По достижению максимальных объемов производства кри-

вые предложения фирм ( $S_1$  и  $S_2$ ) переходят в вертикальные участки. В правой части рисунка представлена кривая предложения отрасли ( $S$ ). В диапазоне цен  $P_A - P_\Gamma$  в рынке будет участвовать только первая фирма. Затем до цены  $P_B$  на рынок выступают обе фирмы, причем при цене  $P_\Gamma$  кривая  $S$  будет иметь разрыв, после которого ее наклон уменьшается (кривые  $S_1$  и  $S_2$  суммируются). Выше цены  $P_B$  первая фирма предлагает максимально возможный объем  $Q_{m1}$  и форма кривой  $S$  повторяет оставшийся до цены  $P_D$  участок кривой  $S_2$ . При цене, большей  $P_D$ , кривая предложения отрасли становится вертикальной.

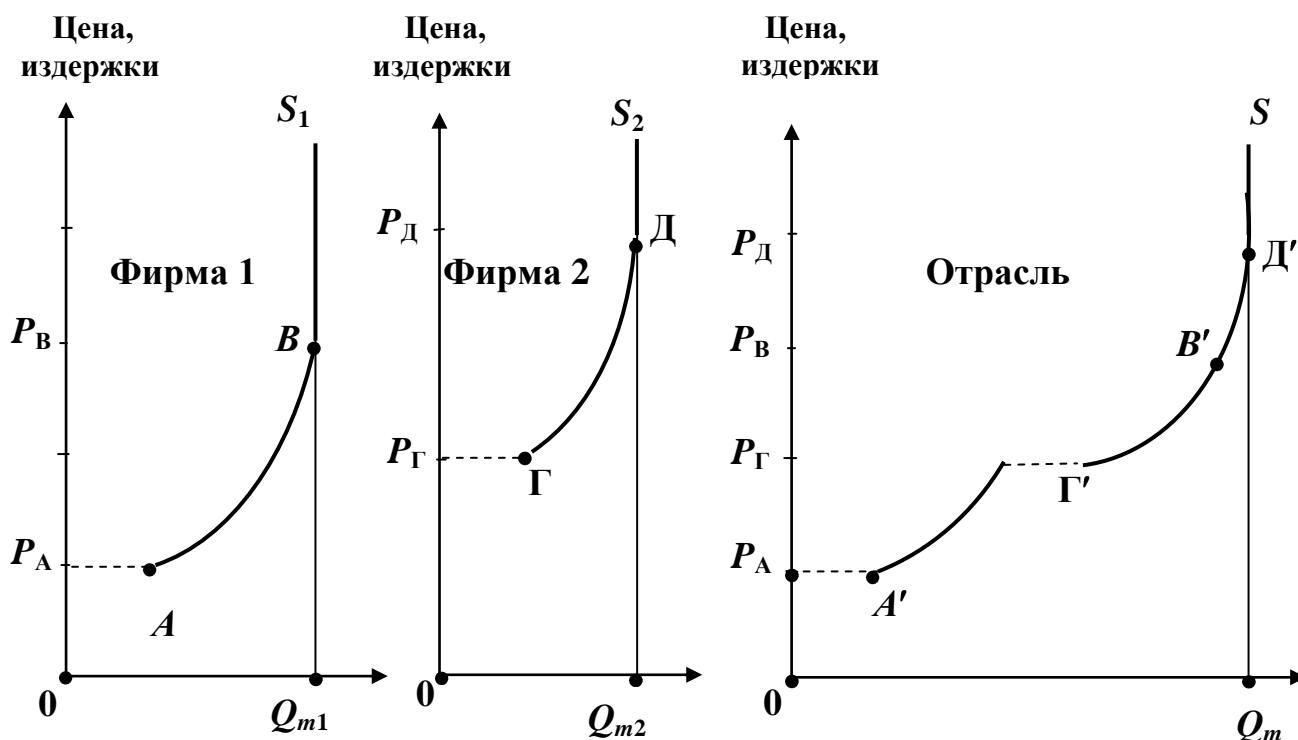


Рис.2.3. Кривая предложения отрасли, состоящей из двух фирм.

В соответствии с подобной кривой предложения отрасли  $S$  формируются равновесные рыночная цена и объемы продаж (покупки), показанные на рис. 2.1. Способы построения кривых спроса  $D$  мы рассматривать не будем. Они имеют особенности для различных видов продуктов. Просто предположим, что они выражают зависимость объемов покупки товаров или услуг от их цены и тем или иным образом построены в количественном выражении.

Напомним, что кривые издержек и предложения фирм и отрасли рассматривались применительно к *краткосрочному периоду*, когда производственные мощности фирм фиксированы. Для долгосрочного периода, когда фирмы (и отрасль) развиваются, смысл этих показателей и вид их зависимостей от объемов производства будут в значительной степени иными.

Продолжительность краткосрочного периода, т.е. периода, в течение которого производственные мощности фирмы не изменяются, может быть различной – месяц, квартал, год или даже несколько лет. Однако наиболее естественным будет принять ее равной одному году:

– итоги экономической деятельности фирм, в том числе электростанций или энергокомпаний (расходы, доходы, прибыль и т.п.), подводятся обычно за год в целом;

– для электроэнергетики характерна годовичная и внутригодовая (сезонная, недельная, суточная) цикличность нагрузки потребителей. При этом изменчивость экономических показателей внутри года будет органически отражена в годовых показателях;

– в условиях регулирования цен тарифы на электроэнергию пересматриваются обычно раз в год (с учетом инфляции и других факторов).

В дальнейшем для большей определенности и четкости *длительность краткосрочного периода будет предполагаться равной одному году*. В необходимых случаях будут делаться оговорки. В этом случае объемы производства  $Q$  на рис. 2.1–2.3 будут представлять собой *годовые* объемы, а издержки или цены выражаться в рублях или долларах на единицу продукции (например, дол./кВт·ч).

Форма кривых издержек, показанных на рис. 2.2, является *типичной* для фирм в большинстве отраслей экономики (которые и рассматриваются в теории микроэкономики). В частности, предполагается:

– во-первых, *наличие минимума* у кривых средних переменных ( $AVC$ ) и соответственно общих ( $ATC$ ) издержек ( $U$ -образный их вид), что обусловлено действием *закона убывающей предельной отдачи*;

– во-вторых, кривая предложения фирмы ( $S$ ) совпадает с кривой предельных издержек ( $MC$ ) на участке *выше минимума* кривой  $ATC$  (точки Б), т.е. когда предельные издержки *становятся больше* средних общих издержек ( $MC > ATC$ ). Следовательно, фирма выходит на рынок с кривой предложения, обеспечивающей *не только полное покрытие ее общих издержек, но и экономическую прибыль* (сверх нормальной прибыли).

В электроэнергетике у большинства видов электростанций кривые краткосрочных (годовых) издержек существенно отличаются от таких «типичных» (классических) кривых, причем само их построение встречает значительные трудности. Кроме того, максимальное производство электроэнергии ( $Q_m$ ) при фиксированных установленных мощностях может зависеть от случайных природных факторов (приточности воды к ГЭС, температур наружного воздуха для ТЭЦ и др). Подробнее это рассматривается в гл. 4.

## Издержки фирмы в долгосрочном периоде

Как уже отмечалось, *долгосрочные издержки* определяются в предположении, что производственная мощность фирмы не фиксируется и может изменяться. Обратимся к случаю, когда фирма развивается, т.е. производство продукции увеличивается (хотя, в принципе, возможно и обратное). В долгосрочные издержки должны, естественно, включаться капитальные затраты на строительство, необходимое для увеличения производительности фирмы (компании). При этом в отличие от краткосрочных издержек они не разделяются на постоянные и переменные. Поскольку мощность может изменяться, у *долгосрочных издержек* фактически *отсутствует постоянная составляющая и они состоят только из переменных издержек* (общие издержки совпадают с переменными).

При иллюстрации смысла и способа построения зависимостей долгосрочных издержек от выпуска продукции в теории микроэкономики [34, 40; и др.] предполагается, что в своем развитии фирма перестраивается *оптимальным* образом. Для этого рассматривается несколько вариантов  $j$  увеличения производительности фирмы, и для каждого строится кривая краткосрочных средних общих издержек. Для того чтобы различать эти два вида издержек, будем добавлять букву “S” (short run) к краткосрочным издержкам –  $SATC_j$ ; и букву “L” (long run) к долгосрочным –  $LAC$ . Кривая долгосрочных *средних* издержек  $LAC$  будет представлять собой нижнюю огибающую этих кривых  $SATC_j$  (рис. 2.4).

На рис. 2.4, построенном в соответствии с данными работы [40, с. 147], показаны эти кривые. Предполагается, что в постоянной составляющей  $SATC_j$  для каждого  $j$ -го варианта производительности  $Q_j$  заложены капитальные затраты на развитие фирмы до уровня этой производительности. Если представить, что общее число вариантов  $J$  достаточно велико, то кривая  $LAC$ , как огибающая, превратится в плавную кривую (на каком-то участке даже в прямую) линию. Наклон кривой  $LAC$  вниз означает уменьшение издержек по мере увеличения производительности фирмы, т.е. положительный эффект масштабов производства. Как отмечалось в §1.2, такой эффект свойствен ЭЭС, он и привел к формированию естественных монополий в электроэнергетике. Там, где кривая  $LAC$  начинает подниматься вверх, эффект масштаба изменяется на отрицательный.

Наряду со средними имеют место и долгосрочные *предельные* издержки ( $LMC$ ), которые не показаны на рис. 2.4. На ниспадающем участке  $LAC$  кривая  $LMC$  будет проходить ниже  $LAC$ , в точке минимума  $LAC$  они пересекутся, а на восходящем участке  $LAC$  кривая  $LMC$  пройдет выше  $LAC$ . Кривая долгосрочных предельных издержек является *кривой предложения* фирмы в долгосрочном периоде. Вместе с кривой *долгосрочного спроса* потребителей (также не показанной на рис. 2.4) она определяет точку рыночного равновесия в долгосрочном периоде (с учетом развития фирмы). Спрос потребителей электроэнер-



гии в долгосрочном плане будет более эластичным, чем краткосрочный спрос, так как имеется возможность проведения энергосберегающих мероприятий, регулирования максимумов нагрузки и др.

$SATC, LAC$

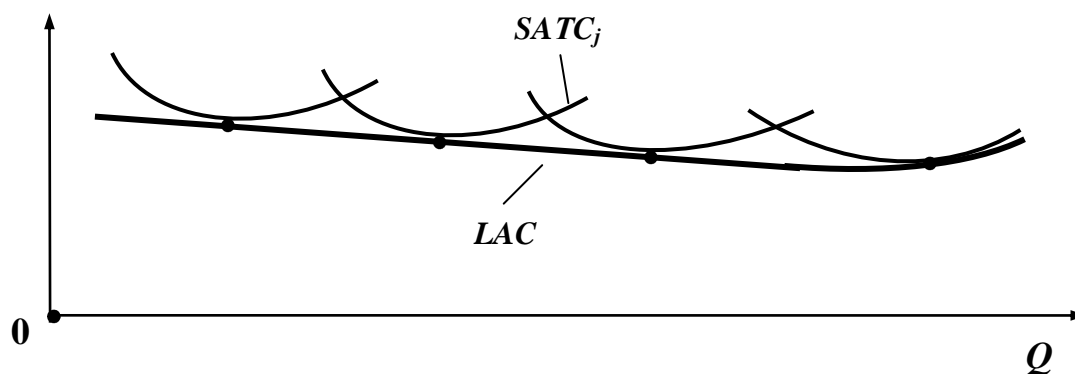


Рис. 2.4. Кривая долгосрочных средних издержек.

Описываемое рыночное равновесие в долгосрочном плане, основанное на долгосрочных кривых спроса и предложения, представляет собой «долгосрочный» рынок в отрасли электроэнергетики. Именно такой рынок должен рассматриваться, если происходит развитие ЭЭС, и по формирующимся на нем ценам должны устанавливаться цены на электроэнергию. Эти вопросы рассматриваются в гл. 5.

### **Вставка 5. Основные понятия микроэкономики**

1. Рынок в электроэнергетике относится к предмету изучения *микроэкономики*, исследующей объемы производства и цены конкретных продуктов, доходы, издержки и прибыль отдельных фирм, рынки товаров и услуг в пределах одной отрасли. Покупатели (потребители) выходят на рынок с кривыми *спроса* ( $D$ ), продавцы (производители) – с кривыми *предложения* ( $S$ ).

2. Очень важно различать *краткосрочный* период, в течение которого производственные мощности фирмы остаются неизменными (фиксированными), и *долгосрочный* период, в котором мощности фирмы могут изменяться. Для большей четкости длительность краткосрочного периода принята равной *одному* году.

3. Для «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике, предполагается *U-образная* (с минимумом) форма зависимостей *краткосрочных* средних (удельных) издержек от объема производства продукции. При этом кривая предложения фирмы ( $S$ ) совпадает с кривой предельных издержек

( $MC$ ) после точки минимума кривой средних общих издержек ( $ATC$ ), т.е. когда начинает выполняться неравенство  $MC > ATC$ . Следовательно, предполагается, что фирма выходит на рынок с предложением, обеспечивающим полное покрытие ее общих издержек и экономическую прибыль.

Между тем, как будет показано в гл. 4, кривые издержек электростанций имеют принципиально иную форму, что отражается на кривых предложения, с которыми они выходят на рынок.

4. В долгосрочном периоде издержки фирмы включают инвестиции, необходимые для увеличения ее производственных мощностей. Долгосрочные средние издержки будут уменьшаться при положительном эффекте масштабов производства и возрастать при отрицательном.

## § 2.2. Виды рынков товаров, ресурсов и услуг

В микроэкономике [34, 40, 41; и др.] рассматривается несколько видов рынка:

1. Рынки *с совершенной (чистой) конкуренцией*, которые будем кратко называть *совершенными рынками*. Такие рынки считаются наиболее эффективными и принимаются за эталон (образец), хотя на практике они встречаются довольно редко (главным образом в сельском хозяйстве). Для того чтобы конкуренция была совершенной, на рынке должны выполняться достаточно многочисленные условия и требования: большое число продавцов и покупателей, каждый из которых не может влиять на цену товара, свободный их вход в рынок и выход из него и др.

2. *Абсолютная (чистая) монополия*, когда на рынке имеется *только один* продавец. Такой рынок является крайней противоположностью предыдущего – крайним случаем *совершенно не конкурентного* рынка. Ситуация монополии может иметь место, в частности, в электроэнергетике.

3. *Естественная (регулируемая) монополия*, которая эффективна в случае, если благодаря положительному «эффекту масштаба» одна фирма в отрасли может производить весь продукт с меньшими издержками (и ценами), чем две или большее число фирм. Такая ситуация, как отмечалось в § 1.2, характерна для электроэнергетики. В этом случае деятельность фирмы и цены продукции должны регулироваться государственными (региональными, муниципальными) органами, чтобы фирма не злоупотребляла своим монопольным положением.

4. *Олигополия*, когда на рынке имеется небольшое число продавцов, а вход в рынок новых продавцов затруднен или невозможен. При «добросовестной» конкуренции олигополия может быть очень эффективной, однако воз-

можны и манипуляции ценами – использование олигополистами «рыночной власти» (market power), особенно при их сговоре. Ситуация олигополии возможна в электроэнергетике при отсутствии государственного регулирования цен на электроэнергию, так как имеются отмечавшиеся в § 1.3 технологический (физический) и экономический (ценовой) барьеры для вхождения в рынок новых производителей.

5. **Монополистическая конкуренция**, характерная для рынков с частично взаимозаменяемыми товарами (например, автомобилями), имеющими различные качество и потребительские свойства. Электроэнергетике не свойствен этот вид рынка.

6. **Монопсония**, когда на рынке имеется только *один* покупатель. Здесь в отличие от монополии в «привилегированном» положении находится (обладает «рыночной властью») не продавец, а покупатель. В микроэкономике такая ситуация рассматривается в основном применительно к производителю какого-то товара – фирме, которая является единственным покупателем какого-то ресурса, необходимого ей для производства. Наиболее часто таким ресурсом оказывается рабочая сила (труд). Между тем в электроэнергетике возможна модель организации рынка «Единый покупатель» (она упоминалась в § 1.3), при которой продавцами (многими) будут производители готовой продукции – электроэнергии. Фирма (энергокомпания), выполняющая функции «Единственного покупателя» (ее называют также Закупочным агентством), будет являться монопольным перепродавцом для конечных потребителей электроэнергии. При этом, как и в случае естественной монополии, требуется государственное регулирование цен электроэнергии.

Разновидностью монопсонии является **олигопсония**, когда на рынке имеется небольшое число покупателей. Этот вид рынка редко рассматривается в теории микроэкономики. Применительно к электроэнергетике нельзя исключать возможность организации такого рынка (регулируемого). В частности, рынок электроэнергии, сформировавшийся в последние годы в Бразилии (и формирующийся в Чили), в основных чертах представляет собой регулируемый рынок «Единый покупатель». Однако фактически там покупателей несколько – распределительно-сбытовые территориальные компании. Поэтому такой рынок можно отнести и к олигопсонии.

Имеются также и другие виды рынков (например, ценовая дискриминация), которые не представляют интереса применительно к электроэнергетике.

Все рынки, кроме первого (с совершенной конкуренцией), являются *несовершенно конкурентными* или просто *несовершенными*.

Модели организации электроэнергетического рынка, упоминавшиеся в § 1.3 и более подробно рассматриваемые в гл. 3, так или иначе соответствуют указанным выше видам рынков. Модель 1 представляет собой регулируемую естественную монополию, модель 2 – монопсонию (также регулируемую),

а модели 3 и 4 предполагают наличие условий для совершенной конкуренции. Кроме того, при отсутствии регулирования цен электроэнергии (в моделях 3 и 4) возможно формирование олигополии производителей.

Далее будут подробнее рассмотрены первые два вида рынка: первый – для показа того, насколько электроэнергетический рынок не отвечает условиям и требованиям совершенной конкуренции, второй – для иллюстрации поведения монополиста и формирования монопольной прибыли при отсутствии государственного регулирования цен. Будет кратко охарактеризована также ситуация олигополии.

### **Рынки с совершенной конкуренцией**

Сформулировано достаточно много *условий возникновения (обеспечения) совершенной конкуренции*. В работе [40], например, указывается пять таких условий:

1. *В рынке участвует много продавцов и покупателей, доля каждого из них мала относительно рынка в целом, вследствие чего они не могут влиять на цену* (цена не зависит от объемов предложения или спроса отдельных участников рынка). В [23] это условие интерпретируется как «ценопринимающие» поставщики и покупатели (не пытающиеся повысить или понизить цену).

2. *Продукция является однородной*, т.е. отвечающей установленным стандартам. Вследствие этого покупателям безразлично, у какого конкретного продавца ее приобретать.

3. *Покупатели хорошо информированы о ценах продавцов* – любой продавец, повышающий цену, растеряет своих клиентов.

4. *Продавцы и покупатели действуют независимо друг от друга*. Они не объединяются для установления соглашения о цене. Каждая фирма выбирает объем выпуска, максимизирующий ее прибыль, в предположении, что она не может влиять на цену. Покупатели, естественно, выбирают объем покупок, приемлемый для них при данной цене.

5. *Фирмы могут свободно входить в отрасль и выходить из нее*. Это условие призвано гарантировать, что существующие в отрасли фирмы не могут повысить цену посредством соглашения о сокращении выпуска, поскольку любое повышение цены привлечет в отрасль новые фирмы, которые увеличат объем предложения.

Кроме перечисленных, в ряде работ называются и другие условия совершенной конкуренции. Так, в работе [23] сформулированы еще два условия:

6. *Хорошая форма краткосрочных издержек фирмы* – краткосрочные предельные издержки начинают возрастать, а средние перестают уменьшаться по достижении некоторого (не слишком большого) объема производства фирмы

(т.е. обеспечивается U-образная форма кривых AVC и ATC, как это показано на рис. 2.2).

7. В долгосрочном периоде *характеристики производственных издержек фирм не должны создавать условий для естественной монополии*. Это означает, что кривая долгосрочных средних издержек (LAC) имеет *не ниспадающий вид*, как это показано на рис. 2.4, а, *наоборот, возрастающий*. Иными словами, в отрасли должен иметь место *отрицательный «эффект масштаба»*.

В работе [56] отмечается еще одно условие совершенной конкуренции, установленное лауреатами Нобелевской премии Жераром Дебре и Кеннетом Эрроу:

8. *Каждый участник рынка может купить себе страховку от любого возможного риска*. Можно полагать, что это достаточно важное условие.

Анализируя выполнение указанных восьми условий *применительно к электроэнергетическому рынку*, можно установить, что в полной мере выполняется только условие 2 – однородный, или стандартизованный продукт. Хотя следует оговорить, что в некоторых моделях организации рынка в нашей отрасли, помимо рынка электроэнергии, предусматривается создание также рынков мощности, вспомогательных услуг, «производных» и т.п., т.е. рынков нескольких «продуктов». Это будет отмечаться в дальнейшем по мере необходимости.

Совершенно не выполняются в электроэнергетике условия 5 и 7. *Свободный вход* производителей в отрасль *физически невозможен*, так как для этого электростанция должна быть построена и подключена к ЭЭС (данное свойство ЭЭС рассмотрено в § 1.3). Физический барьер для новых производителей электроэнергии делает несовершенным рынок в *краткосрочном* периоде, когда установленные мощности электростанций фиксированы. Кроме того, при некоторых моделях организации электроэнергетического рынка (модели 3 и 4) создается *экономический барьер* для вхождения в рынок новых производителей электроэнергии в *долгосрочном* периоде (это упоминалось в § 1.3 и будет подробно рассмотрено в гл. 5). *Положительный «эффект масштаба»*, способствовавший формированию естественных монополий в электроэнергетике, как показано в § 1.2, *органически присущ ЭЭС*. В связи с этим необходимо признать, что *рынок в электроэнергетике явно несовершенен*. Данное обстоятельство, кстати, никем не оспаривается, однако попытки внедрить конкуренцию настойчиво предпринимаются либо в надежде преодолеть (или «смягчить») это несовершенство, либо по другим мотивам.

Очень проблематично выполнение в электроэнергетике (и не только) условия 3 – *хорошая информированность* покупателей о ценах продавцов. Это условие считается особенно важным, оно фигурирует во всех работах, посвященных совершенной конкуренции. В [23] говорится об *адекватной* информации, доступной всем участникам рынка, в [56] – о *совершенной* информации и т.д. Между тем Джозеф Стиглиц получил в 2001 г. Нобелевскую премию по экономике за теорию «информационной асимметрии» – показ того, что участ-

ники рынка в неравной степени располагают необходимой информацией (об этом говорится в [56]). Следовательно, можно считать, что данное условие совершенной конкуренции не выполняется повсеместно. О трудностях с адекватной информацией в электроэнергетических рынках пишется в работах [4, 23] и др.

Условия 1 и 4, казалось бы, могут выполняться, так как в крупных ЭЭС (и рынках на их территории) имеется много электростанций и еще больше потребителей электроэнергии. Однако, как правило, электростанции принадлежат относительно небольшому числу генерирующих компаний. При организации конкурентных рынков электроэнергии с нерегулируемыми ценами (модели 3 и 4) эти компании сохраняют в той или иной степени *«рыночную власть»* и даже могут образовать *олигополию*. Свидетельства о рыночной власти и ее анализ содержатся во многих работах [9, 23, 58; и др.].

Исследование кривых краткосрочных издержек электростанций (условие б) проводится в гл. 4. Забегая вперед, укажем, что практически у всех видов электростанций минимум средних общих издержек достигается при их максимальной годовой выработке, т.е. форма этих кривых не является *«хорошей»* (*U-образной*).

Наконец, для выполнения последнего условия (страховка от любого риска) требуется создание специальной системы страхования.

Таким образом, можно уверенно утверждать, что ***рынок в электроэнергетике не относится к рынкам с совершенной конкуренцией***, и организация свободной конкуренции (дерегулирование цен электроэнергии) может привести к нежелательным последствиям.

Если конкуренция на рынке *несовершенна*, то при отсутствии государственного регулирования это будет один из видов несовершенных рынков: монополия или олигополия при доминировании (обладании *«рыночной властью»*) *продавцов* и монополия или олигополия при доминировании *покупателей*. В электроэнергетике, обладающей свойствами *естественной монополии*, *«рыночная власть»*, очевидно, принадлежит продавцам (производителям). При отсутствии регулирования (*«стихийном»* рынке) это приведет, как показал опыт начала XX в., к формированию монополии. Если же сфера генерации принудительно раздроблена на несколько независимых электрогенерирующих компаний, то при отсутствии регулирования это будет олигополия. Последние два вида рынка и будут рассмотрены ниже.

### **Монопольный рынок**

Рассмотрим такой рынок применительно к электроэнергетической отрасли для краткосрочного периода.

На рис. 2.5 представлены основные экономические характеристики, которые влияют на формирование цен электроэнергии, для ЭЭС в целом для случая

**монопольной компании**, когда характеристики ЭЭС и компании совпадают. Рисунок построен с использованием работы [40, с. 197] в координатах цен на электроэнергию  $p$  (руб./кВт·ч) и годового производства электроэнергии  $Q$  (кВт·ч). На нем показаны:

- зависимость краткосрочных средних общих издержек ( $ATC$ );
- зависимость краткосрочных предельных издержек ( $MC$ );
- *кривая спроса* на электроэнергию  $D$  (изображена линейной); она выражает годовой объем электроэнергии, который готовы купить потребители при соответствующей цене  $p$ ;
- кривая предельного дохода компании (*marginal revenue* –  $MR$ ), которая характеризует прирост дохода компании при повышении годовой выработки на 1 кВт·ч; с увеличением объема годового производства  $Q$  удельный предельный доход уменьшается, так как снижается цена, по которой потребители покупают электроэнергию; кривая  $MR$  взаимосвязана с кривой спроса  $D$ , и ее наклон круче, чем у  $D$  (подробнее см. [34, 40, 41]).

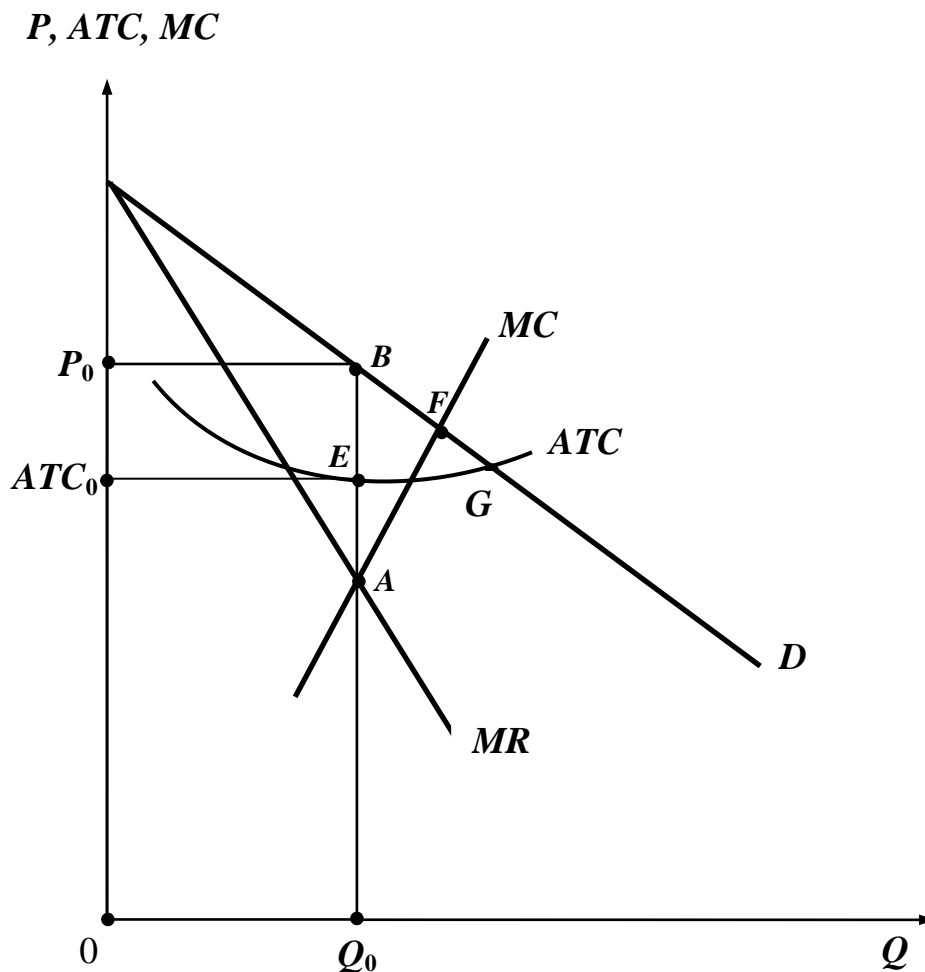


Рис. 2.5. Формирование цен на оптовом рынке электроэнергии в условиях монополии.

Кривая  $MR$  имеет большое значение для экономической деятельности монопольной компании, такое же, как и кривая  $MC$ . Первая выражает предельный (приростный) доход, а вторая – предельные издержки (на 1 кВт·ч). Когда  $MR$  превышает  $MC$ , компании выгодно увеличивать производство электроэнергии. Если же  $MR < MC$ , то компании выгодно, наоборот, снижать производство. Равенство этих величин

$$MR = MC \quad (2.4)$$

определяет оптимальный для компании объем производства  $Q_0$ , при котором она будет получать **максимальную прибыль**. На рис. 2.5 это достигается в точке  $A$ , где кривые  $MR$  и  $MC$  пересекаются.

Если монопольная компания **не регулируется** и может произвольно изменять объем производства, то она установит его в размере  $Q_0$ . Такой объем производства будет соответствовать точке  $B$  на кривой спроса  $D$ , а цена электроэнергии поднимется до  $P_0$ . Между тем средние издержки компании при выпуске  $Q_0$  будут на уровне  $ATC_0$  (точка  $E$  несколько выше точки минимума кривой  $ATC$ ). Следовательно, компания получит **монопольную прибыль\***, равную площади прямоугольника « $E-B-P_0-ATC_0$ ». Можно убедиться в том, что при уменьшении или увеличении производства электроэнергии по сравнению с  $Q_0$  эта прибыль будет меньше (см. также [34, 40, 41]).

Условием рыночного равновесия (абстрактный случай, когда компания не использует свое монопольное положение) на рис. 2.5 соответствует точка  $F$ , в которой пересекаются кривые  $D$  и  $MC$ . При этом, согласно теории рыночной микроэкономики, достигается экономическое равновесие и обеспечивается наиболее полное использование всех располагаемых ресурсов и факторов (как производителей, так и потребителей). Можно видеть, что в точке  $F$  производство (и потребление) электроэнергии будет выше, а цена электроэнергии ниже, чем в точке  $B$ . В то же время в точке  $F$  монопольная компания еще будет получать повышенную прибыль (сверх нормальной), так как ее средние издержки ниже предельных (кривая  $ATC$  проходит ниже кривой  $MC$ ).

Для **регулируемых естественных монополий** тарифы устанавливаются на уровне средних издержек. На рис. 2.5 это соответствует точке  $G$ , где  $ATC$  пересекается с линией  $D$ . Выпуск продукции при этом дополнительно увеличивается, а цена снижается по сравнению с точкой  $F$ . Монопольная компания получает в этом случае только нормальную прибыль, заложенную в издержках производства. О таком регулировании принято говорить, как о передаче потребите-

---

\* В общем случае монопольная прибыль образуется, когда по тем или иным причинам цены на рынке поднимаются выше предельных издержек фирмы [40]. Такие ситуации еще будут иллюстрироваться и поясняться в дальнейшем.



лям всех преимуществ, получаемых от естественной монополии. Действительно, при регулировании потребители получают наибольшее количество электроэнергии и по наименьшим ценам.

Сопоставляя три рассмотренных случая (точки  $B$ ,  $F$  и  $G$  на рис. 2.5), можно видеть, что:

– при прекращении регулирования цен и создании на оптовом рынке условий для совершенной конкуренции (переход из точки  $G$  в  $F$ ) цены электроэнергии поднимутся с уровня средних до уровня предельных издержек, соответственно снизится электропотребление;

– если же условия для совершенной конкуренции не будут обеспечены, то производитель может уменьшить объем производства электроэнергии для превышения цен над предельными издержками и получения монопольной прибыли (переход из точки  $F$  в  $B$ ).

### **Олигополия**

Организация оптового рынка электроэнергии со свободными ценами (модель 3) создает потенциальные возможности формирования олигополии, т.е. ситуации, когда на рынке имеется небольшое число продавцов (ЭГК). В большинстве стран разделение сферы генерации монопольной вертикально-интегрированной компании (ВИК) на несколько независимых и нерегулируемых ЭГК, собственно, и представляет готовую модель олигополии. Обычно стремятся раздробить генерацию на возможно большее число ЭГК, но применительно к электроэнергетике это, с одной стороны, приводит к уменьшению «эффекта масштаба», а с другой – не имеет принципиального значения, так как все генерирующие компании (сколько бы их ни было) имеют общие (совпадающие) интересы.

Статус, интересы и возможности генерирующих компаний, ставших независимыми, существенно отличаются от регулируемых монопольных ВИК:

– они не несут ответственности за надежное электроснабжение потребителей;

– главным критерием для них становится получение максимальной прибыли;

– риск, связанный со строительством новых электростанций, полностью ложится на них (не переносится на потребителей);

– частные (негосударственные) компании могут вкладывать появившиеся свободные средства (капитал) в любые отрасли экономики (не только в электроэнергетику), если это обещает большие прибыли;

– несмотря на конкуренцию между собой, у них есть общие интересы по отношению к потребителям – подороже продать электроэнергию (поднять цены);

– они не заинтересованы в появлении новых производителей (НПЭ), так как это увеличит предложение и снизит цены.

Известно, что олигополии опасны в случае сговора олигополистов, – они могут просто повысить цены своей продукции. В большинстве стран такие сговоры жестоко преследуются по закону.

Между тем в электроэнергетике, где существуют физический и ценовой барьеры для вхождения НПЭ, имеются возможности подъема цен путем *создания дефицита* мощности или электроэнергии. Это, например, вывод в ремонт агрегатов электростанций или электрических связей, что широко практиковалось во время Калифорнийского кризиса 2000–2001 гг.

Наиболее кардинальный способ создания дефицита – прекращение строительства новых электростанций, что по мере роста электропотребления неизбежно приведет к дефициту и повышению цен. При этом возможен вариант, когда олигополисты (существующие ЭГК) будут строить электростанции в недостаточном объеме, поддерживая дефицит и высокие цены (и получая монопольную прибыль), но не настолько высокие, чтобы строительство стало выгодно новым производителям (т.е. поддерживать ценовой барьер для вхождения в рынок НПЭ). В гл. 5 такая возможность будет пояснена более подробно.

Таким образом, при организации конкурентного оптового рынка вполне возможно превращение *регулируемой* естественной монополии в *нерегулируемую* олигополию. Последняя также может считаться «естественной», ввиду совпадения интересов действующих ЭГК и формирования олигополии без прямого или явного их сговора. На такую возможность указывается, в частности, в работах [5, 19].

Следует заметить, что предотвратить формирование олигополии производителей электроэнергии можно путем организации рынка «Единый покупатель» (модель 2). Он позволяет реализовать эффект конкуренции между производителями, лишая их одновременно всякой «рыночной власти». Такой «властью» в данном случае обладает покупатель (единственный). Производители вынуждены конкурировать за продажу ему своей электроэнергии.

Монопсония в электроэнергетике, как уже отмечалось, должна регулироваться государством (так же, как и монополия). При регулировании компания-монопсонист, находясь в привилегированном положении по отношению к производителям, будет представлять фактически интересы потребителей, т.е. такая модель организации электроэнергетического рынка выгодна потребителям.

### **Вставка 6. Виды рынка, возможные в электроэнергетике**

1. Среди рынков, изучаемых в микроэкономике, для электроэнергетики представляют интерес: рынок с совершенной конкуренцией, естественная регулируемая монополия, олигополия и монополия.

2. Электроэнергетический рынок не удовлетворяет почти всем (кроме одного-двух) условиям *совершенной* конкуренции:

– в нем *физически невозможен* свободный вход новых производителей, а в ряде случаев может создаваться для них и *экономический барьер*;

– у покупателей (потребителей) электроэнергии отсутствует *адекватная* (полная, своевременная) *информация* о ценах на рынке и др.

Организацию конкурентного оптового рынка электроэнергии со свободными ценами при отсутствии условий совершенной конкуренции следует считать теоретически несостоятельной, чреватой опасными последствиями.

3. Для монопольного (оптового) рынка электроэнергии характерны три состояния, при которых происходит последовательное повышение цен и сокращение спроса потребителей:

а) регулирование цены с установлением ее на уровне средних общих издержек (*ATC*) монопольной компании; последняя получает в этом случае лишь нормальную прибыль;

б) создание условий совершенной конкуренции (абстрактный случай), когда цена устанавливается на уровне предельных издержек (*MC*) и компания получает экономическую прибыль;

в) полное отсутствие регулирования, при котором компания снижает производство до достижения равенства своих предельного дохода и предельных издержек ( $MR = MC$ ) и получает максимальную монопольную прибыль.

4. При конкурентном оптовом рынке возможно формирование *олигополии* с очевидными и совпадающими интересами производителей электроэнергии (не требующей даже их сговора). Поэтому переход от *регулируемой* естественной монополии к конкурентному рынку может оказаться переходом к *нерегулируемой* «естественной» олигополии.

5. Регулируемая *монополия* (по отношению к производителям) может быть хорошим видом рынка в электроэнергетике. Она позволяет реализовать эффект конкуренции в сфере генерации, исключает проявления «рыночной власти» производителями (в том числе формирование олигополии), ставит потребителей электроэнергии в привилегированное положение и др.

## **ГЛАВА 3. МОДЕЛИ ОРГАНИЗАЦИИ РЫНКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

В главе рассматриваются особенности различных моделей рынка электроэнергии (§ 3.1), проводится их качественное сопоставление по нескольким критериям, включая анализ эффектов, достигаемых при конкуренции, и возможностей их реализации при регулировании цен электроэнергии (§ 3.2). В последнем параграфе (§ 3.3) концентрированно перечислены недостатки конкурентного рынка.

### **§ 3.1. Основные модели организации рынка электроэнергии**

В странах с рыночной экономикой неизбежна организация в той или иной форме и рынка в электроэнергетике. Он не может быть стихийным ввиду особых свойств ЭЭС и значимости электроэнергии. При этом учитываются экономические, природные и социальные особенности конкретных стран, в связи с чем имеется большое разнообразие рынков электроэнергии. Вместе с тем принято различать четыре основные модели такого рынка [19, 32, 38; и др.], которые уже назывались ранее: регулируемая естественная монополия, единственный покупатель, конкуренция на оптовом рынке и конкуренция на оптовом и розничных рынках. Рынки конкретных стран представляют разновидности одной из этих четырех моделей.

#### **Модель 1 – регулируемая естественная монополия**

Учитывая специализированный транспорт электроэнергии и присущий ЭЭС положительный «эффект масштаба», формирование монополии в электроэнергетике следует считать наиболее естественным и вероятным. Стихийные (неуправляемые или неорганизованные) рынки электроэнергии в начале XX в. постепенно становились монопольными. Когда этот процесс был осознан и признаны преимущества монопольного рынка в электроэнергетике, произошло организационное оформление естественных монополий (вертикально-интегрированных компаний), подлежащих государственному регулированию. При отсутствии регулирования на монопольном рынке возникали бы ситуации с ограничением производства и ростом цен, проиллюстрированные в § 2.2.

*Вертикально-интегрированные* монопольные компании охватывают на закрепленной за ними территории все сферы производства, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии (рис. 3.1). На них возлагается ответственность за надежное (бесперебойное) электроснабжение потребителей на своей террито-

рии. Часто наряду с монопольными компаниями могут существовать или появляться *независимые производители электроэнергии* (НПЭ) и отдельные сбытовые компании. По специальным соглашениям (также под контролем государства) они продают или покупают электроэнергию у монопольной компании. Присоединение НПЭ к сетям ЭЭС, принадлежащих регулируемой монополии, на взаимовыгодных условиях является, конечно, экономически оправданным и целесообразным. Начиная с 70-х годов прошлого столетия оно законодательно оформлялось почти во всех странах с такой моделью рынка.

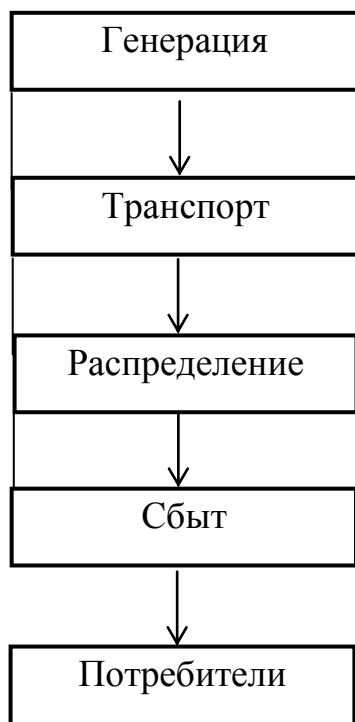


Рис. 3.1. Модель 1 – регулируемая монополия.

Цены (тарифы) для потребителей на электроэнергию, производимую естественными монополиями, устанавливаются регулирующими органами на уровне *средних издержек* компании (включая нормальную прибыль). Для электроэнергетики, характеризующейся разнообразием видов электростанций, это имеет особое значение. Формирование тарифов по средним издержкам означает, что повышенные издержки менее эффективных электростанций (например, КЭС на угле) компенсируются низкими издержками более эффективных электростанций (например, ГЭС). Это обеспечивает относительно низкий уровень тарифов для потребителей (при свободном конкурентном рынке равновесные цены будут формироваться на уровне издержек наименее эффективных электростанций).

Монопольные компании планируют развитие ЭЭС (как электростанций, так и электрических сетей) на своей территории, исходя из обеспечения надежности и экономичности электроснабжения потребителей, экологических требований и др. Планы строительства новых электростанций и линий электропередачи (ЛЭП) подлежат согласованию с регулирующим органом, после чего затраты на строительство (капиталовложения) включаются в виде инвестиционной составляющей в тарифы на электроэнергию как необходимые расходы компании. Таким образом, затраты на развитие ЭЭС *гарантированно* оплачиваются потребителями, даже если планы были не вполне оптимальными или компания и регулирующий орган допустили просчеты (ошибки), например, в прогнозах электропотребления. О такой ситуации принято говорить как о «переносе *рисков* (последствий неопределенности будущих условий или неправильных решений) на потребителей».

Если строительство новых электростанций и ЛЭП осуществляется за счет кредитов, то благодаря гарантированному их возврату (отсутствию риска)

монопольная компания может получать их (например, у банков) под низкий ссудный процент и с длительным сроком возврата. Возврат кредитов с процентами, естественно, увеличивает капитальные затраты, относимые на тарифы, но в сравнительно небольшой степени.

Таким образом, основными достоинствами модели 1 следует считать:

– наиболее полные возможности для реализации положительного «эффекта масштаба» (эффектов от создания и объединения ЭЭС, рассмотренных в § 1.2);

– низкие тарифы на электроэнергию для конечных потребителей;

– отсутствие проблем с развитием ЭЭС.

Основным недостатком модели 1 считается *затратный принцип формирования тарифов*, т.е. отнесение на тарифы всех затрат компании, которые регулирующий орган признает необходимыми и обоснованными. При этом у компании нет особых стимулов к повышению эффективности производства и к снижению инвестиционных затрат на развитие ЭЭС. В отношении последних у частных компаний, даже наоборот, имеется стимул к их завышению для увеличения своего основного капитала. Это явилось одной из причин «переинвестирования» – ускоренных вводов генерирующих мощностей во многих странах и создания, тем самым, излишних резервов мощностей (до 30–40 %), что рассматривается как еще один недостаток регулируемых монополий.

Важную роль в обеспечении эффективного функционирования и развития ЭЭС, принадлежащих монопольным компаниям, играют *регулирующие органы*. Они должны быть укомплектованы квалифицированными специалистами и снабжены хорошими инструктивными материалами, регламентирующими их права, обязанности и правила (процедуры) регулирования. Одновременно они должны быть защищены от коррупции, так как подвергаются постоянному давлению со стороны компаний-монополистов в смысле максимального удовлетворения интересов последних.

Регулирующие органы наряду с самими компаниями несут ответственность за надежное электроснабжение потребителей. Поэтому они склонны скорее допустить излишек генерирующих мощностей, чем их дефицит. Такая склонность явилась еще одной причиной отмеченного выше «переинвестирования».

Указанные недостатки и произошедшее в ряде стран повышение тарифов на электроэнергию вызвали в конце XX в. критику модели 1 и предложения по реформированию электроэнергетики с введением конкуренции в сферах генерации и сбыта электроэнергии. Ожидалось, что конкуренция заменит государственное регулирование, повысит эффективность производства и приведет к снижению цен на электроэнергию.

Между тем имеется и альтернативное направление повышения эффективности электроэнергетики в рамках модели 1 – *совершенствование государственного регулирования*. В частности, в работе [23, с. 47] отмечается: «На практике система регулирования в Соединенных Штатах работала вполне удовлетворительно и могла бы работать значительно лучше, если бы усилия, потраченные на дерегулирование, были потрачены на регулирование». В § 3.2 рассматривается один из путей совершенствования регулирования – установление тарифов на длительный срок (несколько лет).

Модель 1 сохранилась в электроэнергетике Франции, Японии, большинства штатов США и провинций Канады и многих развивающихся стран.

## **Модель 2 – единственный покупатель**

Данная модель рынка (рис. 3.2) отличается от предыдущей разделением сферы генерации на несколько хозяйственно самостоятельных электрогенерирующих компаний (ЭГК), которые конкурируют друг с другом за поставку электроэнергии единому Закупочному агентству. Могут появиться также новые производители электроэнергии (НПЭ)\*. Остальные сферы остаются интегрированными в рамках одной компании, которая по отношению к потребителям по-прежнему является монополистом. Естественно, эта компания (Закупочное агентство) должна, как и прежде, регулироваться государством.

В понятиях микроэкономики рассматриваемая модель представляет собой крайне сложный *несовершенный* рынок. Он сочетает элементы *олигополии*, которую могут образовать производители, *монопсонии* Закупочного агентства по отношению к производителям и упоминавшейся его *монополии* для потребителей. Довольно трудно представить, как работал бы такой рынок при отсутствии государственного регулирования. Олигополисты (ЭГК и НПЭ) снижали бы объем производства для увеличения цен на электроэнергию. Закупочное агентство, с одной стороны, как монопсонист, сокращало бы объем закупок у производителей для снижения цены покупаемой электроэнергии, а с другой, – как монополист, уменьшало бы объем продаж потребителям для повышения цены продаваемой энергии. Такие манипуляции приводили бы в конечном итоге к росту цен и ущербу для потребителей.

В условиях государственного регулирования ситуация коренным образом меняется. Регулирование исключает использование «рыночной власти» олигополистами, монопсонистом или монополистом. Как будет показано ниже,

---

\* Обратим внимание, что сокращение «НПЭ» изменило смысл по сравнению с предыдущей моделью, где НПЭ были *независимыми* от монопольной компании производителями. В модели 2 все производители являются независимыми от Закупочного агентства.

модель 2 с регулируемым ценами электроэнергии является в определенных отношениях наилучшей для потребителей.

За компанией «Закупочное агентство» сохраняется обязанность бесперебойного снабжения потребителей. В связи с этим она должна (как и регулируемая монополия) заблаговременно планировать и осуществлять развитие ЭЭС на своей территории во избежание дефицита электроэнергии.

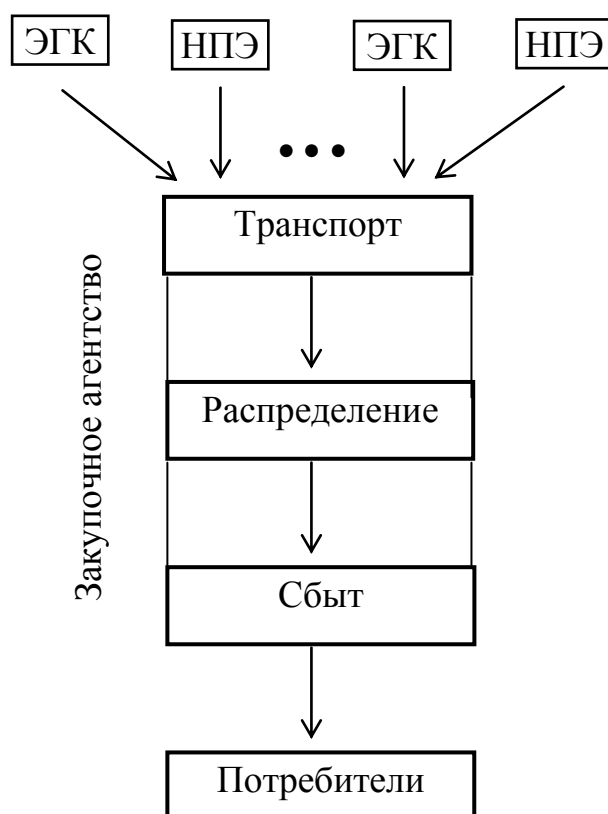


Рис. 3.2. Модель 2 – единственный покупатель.

Закупочное агентство покупает электроэнергию у ЭГК и НПЭ по *долгосрочным контрактам* с оговоренными ценами, сроками и условиями поставки. С действующими (существующими) производителями контракты заключаются на период 1–5 лет. Цены назначаются индивидуально для каждого производителя на уровне, близком к его издержкам производства. В них включаются постоянные и переменные издержки электростанций, а также нормальная прибыль. Контракты с новыми производителями заключаются на срок 10–15 лет, достаточный для окупаемости инвестиций в новую электростанцию. Цены электроэнергии устанавливаются при этом более высокие, чем для действующих электростанций такого же вида.

Условия поставок и, особенно, цены электроэнергии, закладываемые в контракты Закупочного агентства с производителями, должны контролироваться и согласовываться регулирующими органами, чтобы избежать злоупотреб-



лений в ущерб потребителям. Фактически это будут регулируемые цены (тарифы), как и при регулируемой монополии.

Вместе с тем долгосрочный характер контрактов и заключение их производителями с одним и тем же Закупочным агентством создают ряд благоприятных возможностей и обстоятельств. Во-первых, при избытке генерирующих мощностей конкурирующие производители вынуждены предлагать как можно более низкие цены, т.е. реализуется эффект конкуренции. Одновременно при наличии контракта на несколько лет у производителей будут стимул и время для снижения издержек производства, чтобы получать более высокую прибыль. Во-вторых, имеется возможность не допустить дефицита мощностей (и электроэнергии). Закупочное агентство, заблаговременно планируя развитие ЭЭС, будет прогнозировать электропотребление, составлять перспективные балансы мощности и энергии и др. При появлении необходимости оно может заключать с ЭГК или НПЭ долгосрочные контракты на дополнительные поставки электроэнергии (от новых электростанций). Срок этих контрактов должен превышать срок, необходимый для окупаемости инвестиций в новые электростанции при ценах поставляемой электроэнергии, оговоренных в контракте. Тем самым инвестору будет гарантирован возврат капиталовложений, что позволяет предусматривать в контрактах низкий процент начислений на вложенный капитал. Использование долгосрочных контрактов снижает риски и повышает финансовую устойчивость генерирующих компаний. Особенности их заключения рассматриваются в работе [32].

В целом по Закупочному агентству цены различных производителей будут осредняться аналогично тому, как это происходит в регулируемой монополии. В осреднение попадут и более высокие цены в контрактах на поставку электроэнергии от новых электростанций. Это позволяет обеспечить низкий уровень тарифов у конечных потребителей.

Наряду с этим, в модели «Единый покупатель» реализуется эффект конкуренции между производителями электроэнергии. Как известно, издержки на генерацию составляют преобладающую часть (50–60 %) полных издержек в электроэнергетике. Поэтому внедрение данной модели рынка, с одной стороны, позволит реализовать основную часть возможного эффекта от конкуренции, а с другой – постепенно приведет при правильном регулировании к снижению издержек производства и цен (тарифов) у конечных потребителей электроэнергии по сравнению с регулируемой монополией. В этом ее главное преимущество перед последней.

Кроме того, при данной модели рынка потребители электроэнергии находятся в «привилегированном» положении по отношению к производителям. Закупочное агентство (регулируемое), а вместе с ним и потребители доминируют на оптовом рынке. Производители электроэнергии лишены всякой «рыночной власти».

К недостаткам модели 2 относят обычно необходимость государственного регулирования (как и в модели 1), что связано с отмечавшимися ранее трудностями. Однако регулирование оптовых цен, с одной стороны, имеет положительные стороны для потребителей электроэнергии (которые уже отмечались и еще будут рассматриваться), а с другой – бывает неизбежным, например при дефиците мощностей. Несомненно, требуется постоянное совершенствование методов, правил и процедур регулирования.

Модель «Единственный покупатель» реализована сейчас в электроэнергетике Китая, Республики Корея, ряде стран Латинской Америки, а также в Северной Ирландии и некоторых других странах. В России по этой модели был организован в 1990-е годы Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). Конкретные формы реализации конкуренции производителей различаются в зависимости от особенностей страны, в частности они существенно различны в Китае, Республике Корея и Бразилии (см. гл. 6). Общими чертами (признаками) рынка «Единственный покупатель» следует считать: организацию конкуренции только между производителями электроэнергии, регулирование цен на электроэнергию, осреднение тарифов различных производителей, использование долгосрочных контрактов.

### **Модель 3 – конкуренция на оптовом рынке**

Данная модель (рис. 3.3) существенно отличается от предыдущей модели рынка. Вместо одного Закупочного агентства появляется несколько (много) распределительно-сбытовых компаний (РСК). Эти компании, как правило, не имеют собственных генерирующих мощностей и монопольно снабжают электроэнергией потребителей на своей территории. Они несут ответственность за надежное электроснабжение и остаются подверженными регулированию региональными или муниципальными органами (энергетическими комиссиями), в том числе в части тарифов на электроэнергию, отпускаемую потребителям. Им принадлежат распределительные сети низкого напряжения, которые они при необходимости должны развивать.

На оптовом рынке появляются новые организационные структуры (не показанные на рис. 3.3):

- транспортно-сетевая компания (ТСК), владеющая высоковольтными сетями и обеспечивающая доставку электроэнергии от производителей к РСК. Она обязана предоставлять беспрепятственный (но оплачиваемый) доступ к своей сети любых производителей и покупателей электроэнергии на оптовом рынке;

- независимый Системный Оператор (СО), обеспечивающий оперативно-диспетчерское управление производством и транспортом электроэнергии;

– независимый Администратор торговой системы (АТС), организующий торговлю электроэнергией.

Торговля на оптовом рынке электроэнергии может осуществляться по свободным ценам либо через *спотовый* рынок, либо по двусторонним *долгосрочным договорам* (на 1–3 года) между производителями и РСК. На спотовом рынке торговля ведется во времени, близком к реальному (с часовыми или полчасовыми интервалами), по заявкам производителей и покупателей, где указываются объемы и цены продаж или покупок за каждый час суток. Заявки подаются с заблаговременностью в один день, и такой рынок называют еще «Рынком на сутки вперед». Цены спотового рынка формируются как равновесные, обеспечивающие баланс спроса и предложения в соответствующий час суток.

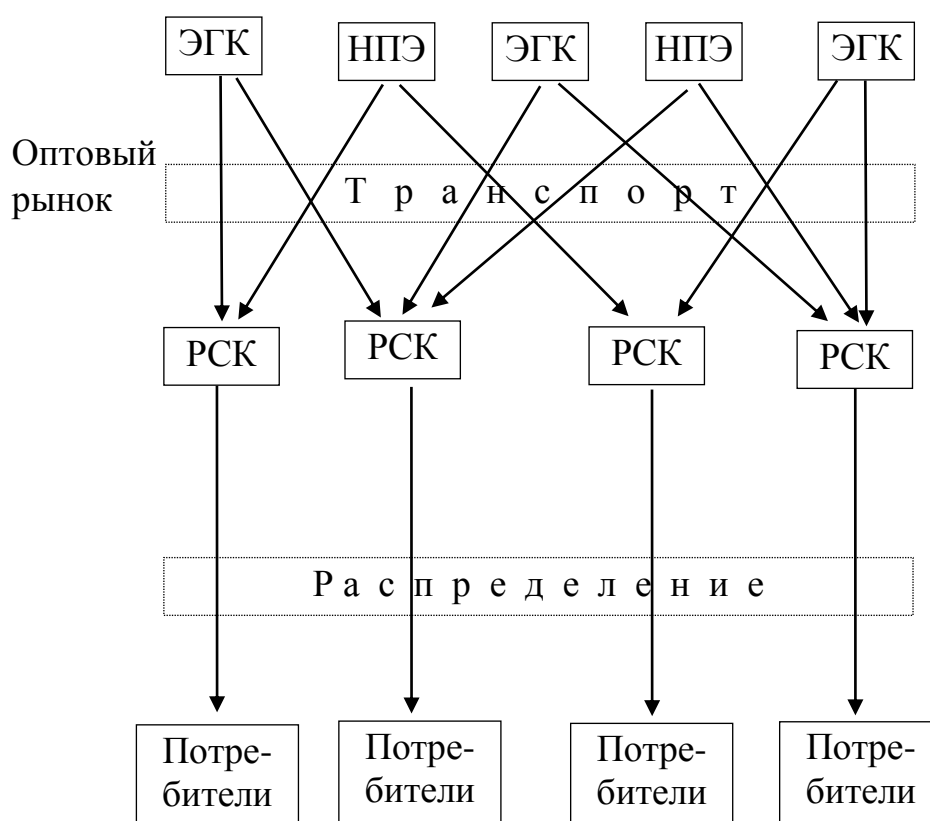


Рис.3.3. Модель 3 – конкуренция на оптовом рынке.

Следует заметить, что спотовый рынок не является действительно *краткосрочным* рынком в том понимании, которое вкладывается в него в теории микроэкономики (см. § 2.1), так как производители выходят на спотовый рынок только с *переменными* (притом часовыми) издержками. Настоящим краткосрочным рынком будет лишь рынок долгосрочных договоров – «форвардов» (forwards), в цены которых производители закладывают свои *общие* издержки,

включая постоянные. Между тем цены в двусторонних договорах являются, как правило, конфиденциальными, т.е. известными только заключающим их компаниям. При этом, с одной стороны, нарушается одно из главных условий совершенной конкуренции – хорошая информированность покупателей о ценах продавцов. С другой стороны, при конфиденциальности цен рынок не будет подавать вообще никаких сигналов по объемам продаж–покупок и на расширение (или сужение) рынка. Следовательно, в электроэнергетике оказывается невозможной организация «нормального» рынка, аналогичного рынкам в других отраслях. Подробнее это рассматривается в гл. 4.

В дополнение к указанным рынкам в некоторых странах, где действуют спотовые рынки, организуются рынки вспомогательных услуг (для обеспечения резервов, регулирования частоты и напряжения и т.п.), рынки мощности, рынки «производных» (futures, options). Это сильно усложняет торговлю электроэнергией и создает возможности для различного рода манипуляций производителями с целью получения сверхприбылей.

Сфера транспорта электроэнергии в модели 3 считается монопольной, поэтому ТСК должна регулироваться государственным органом в части тарифов за пользование сетями, необходимого их развития и обеспечения «нормальной» рентабельности. ТСК отвечает за развитие высоковольтных сетей, в том числе для обеспечения торговли электроэнергией. Инвестиции на строительство новых ЛЭП, согласованных с регулирующим органом, естественно, закладываются в тарифы за пользование сетями.

Органы с функциями оперативно-диспетчерского управления имелись и в предыдущих моделях 1 и 2, но там они входили в состав монопольных образований. В данной модели (как и в модели 4) деятельность СО существенно осложняется необходимостью учета договорных поставок электроэнергии. Особенно это относится к экономически оптимальной загрузке электростанций в процессе изменения нагрузки потребителей в суточном разрезе и к регулированию нагрузки перегруженных ветвей сети, совместно используемых различными производителями и покупателями.

Формально преимуществом модели 3 считается [32] появление оптового рынка, на котором будут конкурировать не только производители электроэнергии, но и покупатели (РСК), причем последние будут иметь возможность выбора поставщика. Однако если глубже вникнуть в ситуацию, то обнаружится, что конкуренция между покупателями:

- никак не повышает эффективность производства и не снижает издержки (в отличие от конкуренции между производителями электроэнергии);

- лишает потребителей того привилегированного положения, в котором они находятся в модели 2;

– резко улучшает положение производителей, которые освобождаются от регулирования и получают «рыночную власть» над потребителями (практически это выражается в подъеме цен на оптовом рынке до равновесных, соответствующим издержкам наиболее дорогих электростанций).

Наряду со структурными изменениями, при переходе к модели 3 происходят принципиальные изменения в условиях, стимулах и механизмах финансирования *строительства новых электростанций*.

Во-первых, теперь уже нет органа (компании или государственной комиссии), ответственного за развитие генерирующих мощностей и предотвращение дефицита на оптовом рынке электроэнергии. Как уже отмечалось, ТСК отвечает за развитие только высоковольтных электрических сетей. Распределительно-сбытовые компании, хотя и несут формальную ответственность за электроснабжение потребителей на своей территории, но фактически не смогут это обеспечить, если на оптовом рынке образуется дефицит энергии. При общем дефиците некоторые РСК не смогут купить электроэнергию даже по очень высоким ценам. Строить же собственные электростанции РСК не в состоянии из-за отсутствия необходимых средств.

Во-вторых, риски, связанные со строительством электростанций, уже не переносятся на потребителей (как это было в моделях 1 и 2), а ложатся на производителей (или инвесторов). Это увеличивает стоимость капитала, т.е. процент на капитал, при котором инвестор решится строить электростанцию. Одновременно инвестиции в новую электростанцию должны окупаться теперь за счет продажи электроэнергии, вырабатываемой только одной этой электростанцией (в моделях 1 и 2 эти инвестиции раскладывались на всех потребителей ЭЭС), что создает ценовой (экономический, финансовый) барьер для вхождения в оптовый рынок новых производителей электроэнергии и может привести к образованию олигополии существующих производителей, дефициту мощностей и росту цен (см. гл. 5).

Общим недостатком модели 3 следует считать введение свободной конкуренции на оптовом рынке электроэнергии *при отсутствии в электроэнергетической отрасли условий для совершенной конкуренции*, что было показано в § 2.2. В связи с этим можно ожидать (и практический опыт это подтверждает), что внедрение конкурентного оптового рынка приведет к отрицательным последствиям. Выявились множество конкретных недостатков и отрицательных свойств такого рынка. Они будут указаны в следующем параграфе и проанализированы в последующих главах книги.

#### **Модель 4 – конкуренция на оптовом и розничном рынках**

В дополнение к модели 3 здесь создается возможность конкуренции на розничных рынках (рис. 3.4). Потребители электроэнергии теперь могут снаб-

жаться от разных распределительно-сбытовых (РСК) или сбытовых компаний (СК). Последние являются новым субъектом рынка, появляющимся в модели 4. Они только перепродают электроэнергию, не имея собственных распределительных сетей. Сохранившиеся РСК обязаны беспрепятственно предоставлять свои сети (за определенную плату) любым СК, а также производителям (ЭГК и НПЭ) для продажи электроэнергии потребителям, подключенным к их сетям. Поскольку распределение электроэнергии остается монопольной сферой, сохраняется государственное (региональное, муниципальное) регулирование РСК в части установления абонентной платы за пользование распределительными сетями и включения в нее затрат на развитие сети.

При наиболее полной реализации модели 4 создаются отдельные сетевые компании (монопольные), ответственные за обслуживание и развитие распределительных сетей и обязанные обеспечить доступ к ним любых потребителей, сбытовых компаний и производителей электроэнергии. В этом случае потребители покупают электроэнергию только у СК или непосредственно с оптового рынка.

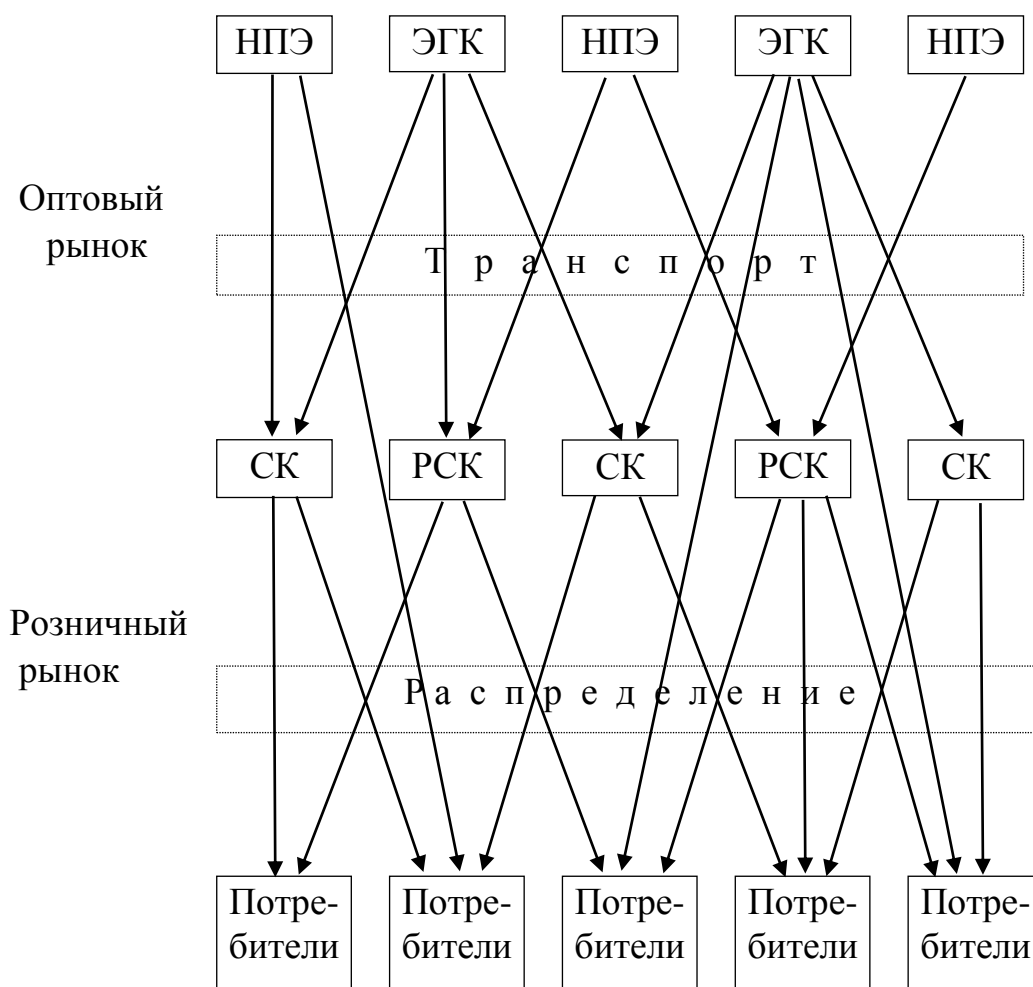


Рис.3.4. Модель 4 – конкуренция на розничном рынке.

В модели 4 предусматриваются прямые поставки электроэнергии от производителей к потребителям, минуя РСК или СК. Это означает или прямой выход потребителей на оптовый рынок, или некоторое сочетание (объединение) оптового и розничного рынков. В последнем случае, естественно, усложняются процедуры учета, взаиморасчетов и т.п.

На оптовом рынке электроэнергии в модели 4 сохраняются те организационные структуры, которые имелись в модели 3: транспортно-сетевая компания, независимый Системный Оператор, Администратор торговой системы и др. В связи с резким увеличением числа покупателей деятельность этих структур усложняется.

Модель 4 предоставляет потребителям возможность выбора поставщиков. Это обеспечивает ряд преимуществ по сравнению с моделью 3:

- у монопольных РСК не было особых стимулов покупать самую дешевую электроэнергию, так как ее стоимость все равно переносилась на потребителей; теперь СК, конкурирующие друг с другом за привлечение потребителей, будут стремиться к этому (в том числе в двусторонних договорах);

- усиливается реакция потребителей на цены оптового рынка (в смысле изменения спроса или электросбережения). В модели 3 она частично демпфировалась РСК;

- РСК могли не оптимально действовать в части материально-технического снабжения и других расходов, так как они также переносились на потребителей.

Вместе с тем в модели 4 становится очень острой проблема измерений и учета потоков электроэнергии. В розничной торговле здесь участвует масса потребителей (в пределе все). В Великобритании, например, в 1998 г. насчитывалось 22 млн потребителей [32]. Создание таких систем учета (и последующих платежей) под силу лишь экономически развитым странам (в Чили и Бразилии, например, розничные рынки не организовывались). Они потребуют больших затрат, которые вместе с административно-хозяйственными расходами множества сбытовых компаний должны учитываться при оценке эффективности создания конкурентных розничных рынков электроэнергии. Тем более, что издержки в сфере сбыта относительно невелики – они составляют примерно 5 % от полных издержек в ЭЭС. Их снижение за счет конкуренции может дать лишь небольшой эффект, который вряд ли превысит затраты на организацию и функционирование розничных рынков. Наиболее вероятна ситуация, когда потребители получают возможность выбора поставщика, но цены на электроэнергию у любого из них будут выше, чем было раньше у монопольного поставщика.

В модели 4 сохраняются и даже обостряются проблемы со строительством новых электростанций, появившиеся в модели 3. Здесь по-прежнему отсутствует орган, ответственный за развитие генерирующих мощностей и предотвращение дефицита на оптовом рынке электроэнергии. Кроме того, розничные рынки

так же, как и оптовый рынок, не являются совершенными, и это увеличивает возможные отрицательные последствия от дерегулирования цен электроэнергии.

**Вставка 7. Основные модели организации рынка в электроэнергетике:**

Модель 1 – регулируемая естественная монополия (вертикально-интегрированная компания). При этой модели наиболее полно реализуется положительный «эффект масштаба», присущий ЭЭС, тарифы для потребителей устанавливаются на уровне средних издержек монопольной компании, обеспечивается необходимое развитие ЭЭС. Как правило, имеются также независимые производители электроэнергии и сбытовые компании, присоединение которых целесообразно к электрическим сетям монопольной компании с заключением соответствующих договоров.

Основным недостатком этой (и следующей) модели считается необходимость государственного регулирования, которое встречает определенные трудности.

Модель 2 – единственный покупатель (Закупочное агентство), когда на оптовом рынке конкурируют между собой лишь производители, электроэнергия у которых закупается по долгосрочным контрактам. Цены на электроэнергию, покупаемую у производителей и продаваемую потребителям, регулируются государством. Эта модель позволяет реализовать эффект конкуренции в сфере генерации, обеспечить оптимальное развитие генерирующих мощностей и низкие цены для потребителей электроэнергии, которые находятся в «привилегированном» положении.

Дерегулирование цен и дальнейшее раздробление сфер распределения и сбыта электроэнергии в последующих моделях является *кардинальным преобразованием*, создающим «рыночную власть» у производителей с вытекающими из этого последствиями. При переходе от модели 2 к модели 3 не снижаются, в частности, издержки в сфере генерации ЭЭС. Альтернативный путь повышения эффективности электроэнергетики состоит в *совершенствовании государственного регулирования*.

Модель 3 – конкуренция на оптовом рынке, когда имеется несколько производителей и несколько покупателей электроэнергии; последние монополично распределяют (перепродают) электроэнергию потребителям на закрепленной за ними территории. Оптовые цены не регулируются и устанавливаются (при отсутствии дефицита) на уровне издержек наименее эффективных электростанций, востребованных на рынке. При этой модели, ввиду общего несовершенства электроэнергетического рынка, возникает множество проблем, которые рассматриваются в последующих главах.



Модель 4 – конкуренция на оптовом и розничных рынках, когда свободно конкурируют друг с другом как производители, так и потребители электроэнергии. Организация розничных рынков, которые также нельзя считать совершенными, требует создания сложных систем учета и взаиморасчетов за потребляемую электроэнергию, увеличивает число и накладные расходы компаний в сфере сбыта, дополнительно усложняет торговлю электроэнергией.

### § 3.2. Сопоставление моделей: критерии, факторы, конкуренция и регулирование

Проведем *качественное* сопоставление рассмотренных четырех моделей организации электроэнергетического рынка. Более детальное обоснование целесообразности перехода от модели 1 к модели 2 и последующим можно делать лишь применительно к конкретным странам, а также на основе анализа практического опыта работы различных рынков электроэнергии.

*Главными критериями* при сравнении моделей следует, по-видимому, принять *экономичность и надежность электроснабжения страны* (экономики, социальной сферы, населения). Дополнительно нужно учитывать также социальные и экологические последствия реформирования и энергетическую безопасность страны.

Полный анализ по всем этим критериям провести очень трудно, поэтому сделаем определенные упрощения и допущения. Во-первых, предположим, что экологические последствия реформирования невелики, т.е. они примерно одинаковы во всех моделях рынка, и отвлечемся от этого критерия. Во-вторых, из социальных последствий будем рассматривать лишь изменения конечной цены электроэнергии для населения (ее увеличение или уменьшение) при переходе от одной модели рынка к другой. В этом случае социальный критерий включается в критерий экономичности электроснабжения.

Далее, из индикаторов (факторов, показателей) энергетической безопасности в данном случае можно выделить два, связанных с масштабными и длительными нарушениями электроснабжения: 1) крупные системные аварии и 2) дефицит мощности и энергии, образующийся в процессе развития ЭЭС. Первый из них тесно связан с критерием надежности электроснабжения, и мы расширим последний, включив в него вероятность системных аварий. Второй индикатор целесообразно выделить в самостоятельный качественный критерий: «Обеспечение бездефицитного развития ЭЭС».

Таким образом, при сопоставлении моделей рынка будут использоваться три основных критерия:

- 1) экономичность электроснабжения;
- 2) надежность электроснабжения (с учетом крупных системных аварий);
- 3) обеспечение бездефицитного развития ЭЭС.

Следует отметить важную особенность первого критерия – *принципиальное отличие экономической эффективности для производителей и потребителей электроэнергии*. Одной из главных целей реформирования ставится повышение эффективности производства благодаря конкуренции. Эта цель, вообще говоря, может и не быть достигнута, если эффект от конкуренции ниже затрат на организацию конкурентного рынка. Но даже если она и достигается, то очень важно, кто получает эффект – производитель или потребитель электроэнергии. Если весь эффект достается производителю, то экономичность электроснабжения для потребителей не повышается, т.е. по первому критерию реформирование не дает эффекта. Для потребителей экономический эффект будет получен лишь в случае, если конечная цена на электроэнергию снижается. В связи с этим при сопоставлении моделей рынка по экономическому критерию следует исходить из принципа: «Углубление реформирования должно давать эффект как производителям, так и потребителям электроэнергии». Иными словами, должен обеспечиваться компромисс интересов производителей и потребителей.

Концепции реформирования электроэнергетики исходят из того, что в сферах генерации и сбыта электроэнергии можно организовать конкуренцию (которая должна давать экономический эффект), а сферы транспорта и распределения электроэнергии остаются монопольными, подверженными государственному регулированию. При переходе от модели 1 к последующим моделям рынка происходит последовательное выделение этих сфер и разделение их на множество компаний. Интересно рассмотреть, *как распределяются полные издержки в электроэнергетике по отдельным сферам* и каким может быть эффект от конкуренции в разных сферах.

Будем рассматривать условия, в которых ЭЭС России функционировала и развивалась 3–5 лет назад, не учитывая затраты на реформирование электроэнергетики. Постараемся оценить доли издержек в разных сферах в тарифах на электроэнергию у конечных потребителей (в среднем по ЭЭС). Проанализируем эксплуатационные издержки в четырех сферах (генерация, транспорт, распределение и сбыт), добавив к ним инвестиционную составляющую тарифа, необходимую для развития ЭЭС (строительства новых объектов, включая распределительные сети). Таким образом, эксплуатационные издержки в каждой сфере связаны лишь с функционированием *существующих* объектов и их обслуживания, включая модернизацию и обновление за счет амортизационных отчислений, а также нормальную прибыль.

К сфере транспорта электроэнергии отнесем основные электрические сети ЭЭС (принадлежащие сейчас Федеральной сетевой компании «ФСК ЭЭС»),

а также оперативно-диспетчерское управление всех уровней. В сферу распределения электроэнергии, наряду с линиями 6–110 кВ и, кое-где, 220 кВ, входят также низковольтные сети (220–380 В). Поэтому число обслуживаемых линий и подстанций в сфере распределения значительно выше, чем в сфере транспорта. Издержки в сферах транспорта и распределения включают потери в электрических сетях. В сферу сбыта электроэнергии входят фактически лишь «Энергосбыты» разных уровней, собирающие плату с потребителей.

С учетом сделанных пояснений в табл. 3.1 представлена экспертная оценка автора, основанная на изучении ряда материалов.

Т а б л и ц а 3.1

**Оценка долей производственных издержек разных сфер электроэнергетики в тарифах конечных потребителей (в среднем по ЕЭС)**

Сфера электроэнергетики	Вид сферы	Доля, %
Генерация электроэнергии	Конкурентная	55
Транспорт »	Монопольная	10
Распределение »	»	25
Сбыт »	Конкурентная	5
Развитие »	–	5
И т о г о		100

Анализируя данные табл. 3.1, несмотря на возможную их погрешность, можно установить следующие положения:

1. Наибольшую долю составляют издержки в сфере генерации. Именно здесь можно ожидать получения основного эффекта от конкуренции.

2. Издержки в сферах транспорта и распределения электроэнергии суммарно равны 35 %. Эти сферы остаются монопольными, и над ними сохранится государственное регулирование. Следовательно, при реформировании электроэнергетики издержки в этих сферах могут быть снижены лишь путем совершенствования регулирования.

3. Доля издержек в сфере сбыта очень мала. Поэтому эффект от конкуренции в этой сфере (на розничных рынках) будет небольшим по абсолютной величине.

4. Доля инвестиционной составляющей тарифа, обеспечивающей развитие ЕЭС, также невелика. Если даже темпы развития повысятся, то увеличение этой доли приведет к пропорциональному снижению долей эксплуатационных издержек остальных четырех сфер.

Фундаментальными для сопоставления моделей рынка являются вопросы *государственного регулирования и эффекта от конкуренции*. Государственное регулирование тарифов на электроэнергию предусматривается в моделях

1 и 2. Кроме того, в моделях 3 и 4 тарифы также должны регулироваться при возникновении дефицита или временном отсутствии условий для конкуренции. Государственное регулирование сохраняется в моделях 3 и 4 в монопольных сферах транспорта и распределения электроэнергии. Следовательно, государственное регулирование в большей или меньшей степени неизбежно во всех моделях электроэнергетического рынка. Стремление «избежать» государственного регулирования из-за его трудностей или недостаточной эффективности может быть осуществлено лишь частично. Поэтому при любых моделях рынка необходимо его совершенствование. Государственное регулирование нежелательно («мешает») лишь производителям (энергокомпаниям). Для потребителей электроэнергии оно является благом, так как препятствует использованию «рыночной власти» и необоснованному повышению цен.

Несколько позже будет рассмотрена схема регулирования тарифов производителей электроэнергии, при которой достигается компромисс интересов производителей и потребителей. Если тарифы устанавливать на достаточно длительный срок (несколько лет), то у производителей появляются стимул и возможность (время) для снижения издержек производства и получения максимальной экономической прибыли. При очередном пересмотре тарифов можно часть этой прибыли оставлять производителю, а за счет остальной части снижать тариф. Такой способ регулирования тарифов может применяться как в регулируемой монополии, так и в модели рынка «Единственный покупатель».

**Эффект от конкуренции**, как можно уяснить при более глубоком его анализе, состоит не только в прямом соперничестве конкурентов. Стремление попасть в рынок и, по возможности, вытеснить из него других действительно заставляет участников рынка снижать издержки производства и предлагать более низкие цены. Однако главной движущей силой в повышении эффективности производства является *стремление производителей к получению максимальной прибыли*. Это общий закон рыночной экономики.

В экономической теории [34, 40] принято различать несколько видов прибыли: нормальная, экономическая, монопольная, «излишек производителя», причем прибыль выше нормальной считается «сверхприбылью». При этом монопольная прибыль и «излишек производителя» не обусловлены повышением эффективности и снижением издержек производства. Их получение связано с особыми состояниями (видами) рынка (которые возможны и в электроэнергетике). Только экономическая прибыль представляет собой дополнительную, сверх нормальной прибыль, которую фирма (компания) может получать при успешной (выше средней) деятельности в результате внедрения новшеств, достижений НТП и т.п. Для ее получения должны снижаться издержки производства (ниже средних по отрасли), что приводит в конечном итоге к снижению цен продуктов. Поэтому образование экономической прибыли приветствуется.

Получение экономической прибыли возможно, если *цены* продуктов на рынке *фиксированы*. Тогда производитель, снижая издержки производства, сможет получать эту дополнительную прибыль. Естественно, он будет стремиться получать ее в максимально возможном для него размере. Такая ситуация предполагается, в частности, на рынках с совершенной конкуренцией, когда имеется много продавцов и покупателей и ни один из них не может влиять на цену продукта. Она для всех них фиксирована.

В конкурентных моделях 3 и 4 на оптовом рынке электроэнергии будут формироваться равновесные цены в соответствии со спросом и предложением. При этих ценах (сложившихся, зафиксированных) у производителей, попавших в рынок, есть стимул к получению максимальной прибыли путем снижения издержек производства. Этот стимул и будет вторым фактором (наряду со стремлением попасть в рынок), обеспечивающим повышение эффективности производства при конкуренции.

Между тем стремление производителя к получению максимальной прибыли можно использовать и при регулировании тарифов в моделях 1 и 2, если тарифы устанавливать на период в несколько лет, достаточный для реального снижения издержек.

### **Возможности создания стимулов к повышению эффективности производства электроэнергии при регулировании тарифов**

При совершенствовании государственного регулирования тарифов на электроэнергию (в моделях 1 и 2) важно выдержать достаточно очевидный *главный принцип* – система регулирования тарифов должна быть выгодна (давать эффект) как производителям, так и потребителям электроэнергии. Это означает, что *для производителей* должна иметься возможность получения *максимальной прибыли* путем снижения издержек производства, но *тарифы должны снижаться* во времени (при прочих равных условиях) в пользу *потребителей*.

Рассмотрим сначала, как это можно осуществить в модели рынка «Едиственный покупатель», когда организуется конкуренция между производителями электроэнергии. Эффект конкуренции в этой модели проявляется двояким образом:

1) конкуренция между *самыми дорогими* производителями, которые будут замыкать баланс мощностей ЭЭС, за заключение контракта с Закупочным агентством (за «вхождение» в рынок электроэнергии). Для них это жизненно важно, так как в противном случае они неизбежно разорятся и прекратят существование. Для дешевых производителей (например, ГЭС) участие в балансе оказывается гарантированным, поэтому в такой конкуренции они не участвуют;

2) стремление *всех* производителей, попавших в рынок, получать максимальную прибыль, если тарифы для них *зафиксированы* на достаточно длительный срок, в течение которого они реально смогут снизить издержки.

Первый фактор конкуренции должен дать большой эффект по снижению издержек наиболее дорогих производителей. Однако он не затрагивает остальных (большинство) производителей. Поэтому очень важно использовать второй (можно сказать, главный) фактор конкуренции – стремление производителей к получению максимальной прибыли. Для этого необходимо фиксировать тарифы (регулируемые цены) на электроэнергию, индивидуальные для каждого производителя, на достаточно длительный срок. Это и предусматривается в модели «Единый покупатель» – заключение долгосрочных контрактов с каждым конкретным производителем (электростанцией или электрогенерирующей компанией).

Прибыль, которую производитель может получить сверх «нормальной» прибыли, традиционно закладываемой в тарифы на электроэнергию, будет называться *экономической* прибылью (в соответствии с теорией микроэкономики). При фиксированной цене (тарифе) производитель может получать максимальную экономическую прибыль за счет снижения издержек производства. Если при государственном регулировании экономическая прибыль будет изыматься у производителей, то у них не будет стимула повышать эффективность производства.

Компромисс интересов производителей и потребителей при регулировании тарифов (с точки зрения указанного главного принципа) может быть достигнут, если часть экономической прибыли останется у производителей, а за счет остальной части будут снижаться тарифы.

Контракты, заключаемые Закупочным агентством с действующими и новыми производителями, как отмечалось в § 3.1, различаются по срокам, ценам и условиям поставки электроэнергии. Рассмотрим сначала общую схему установления (регулирования) тарифов для *действующих* производителей. Она не может считаться совершенно новой, так как некоторые ее положения, особенно в части удлинения сроков пересмотра тарифов, уже неоднократно предлагались ранее. Для определенности будем предполагать, что контракты с действующими производителями заключаются на срок 3 года (хотя он может быть другим).

С учетом рассмотренных положений схема регулирования тарифов может быть следующей:

1) тариф устанавливается каждому производителю на 3 года вперед (т.е. пересматривается раз в 3 года);

2) предусматривается ежегодная корректировка тарифа для учета инфляции, изменений цен топлива и других факторов, не зависящих от производителя;

3) может быть предусмотрено (хотя и необязательно) некоторое снижение тарифа по годам этого трехлетнего периода (например, по 1 % в год);

4) вся экономия издержек производства, т.е. экономическая прибыль, которую производитель может получить за 3 года, остается производителю;

5) при установлении тарифа на следующий 3-летний период за основу принимаются тариф предыдущего года и фактические издержки производителя. Новый тариф назначается в промежутке между тарифом прошедшего года и фактическими издержками. Тем самым, с одной стороны, обеспечивается снижение тарифа (в пользу потребителя), но с другой – часть экономической прибыли, полученной («заработанной») производителем за предыдущие 3 года, продолжает оставаться ему и на следующие 3 года. Это создает для производителя долговременный (более чем на 3 года) стимул для повышения эффективности производства.

На рис. 3.5 показана картина изменения тарифа и издержек производства для четырех этапов пересмотра тарифа. При этом предполагается, что

- отсутствует необходимость корректировки тарифа (отсутствует инфляция и т.п.);

- тариф устанавливается неизменным на 3-летний срок;

- на первый срок тариф установлен на уровне существовавшего до этого тарифа  $T_0$ ;

- на новый срок тариф назначается строго посередине между предыдущим тарифом и фактическими издержками производства, т.е. половина экономической прибыли, достигнутой производителем за предыдущий период, оставляется ему на следующий период.

Таким образом, у производителя имеется стимул для получения максимальной прибыли и снижения издержек производства. Одновременно тариф постепенно снижается, т.е. соблюдаются интересы потребителей. При снижении тарифа у каждого действующего производителя будет, естественно, снижаться и осредненный (средневзвешенный) тариф всех производителей, от которого зависят цены электроэнергии, продаваемой Закупочным агентством потребителям.

Рассмотренная общая схема регулирования тарифов требует, конечно, детализации во многих аспектах. Однако она потенциально позволяет создать у производителей стимул к снижению издержек и повышению эффективности производства, аналогичный стимулам при свободном конкурентном рынке (в моделях 3 и 4).

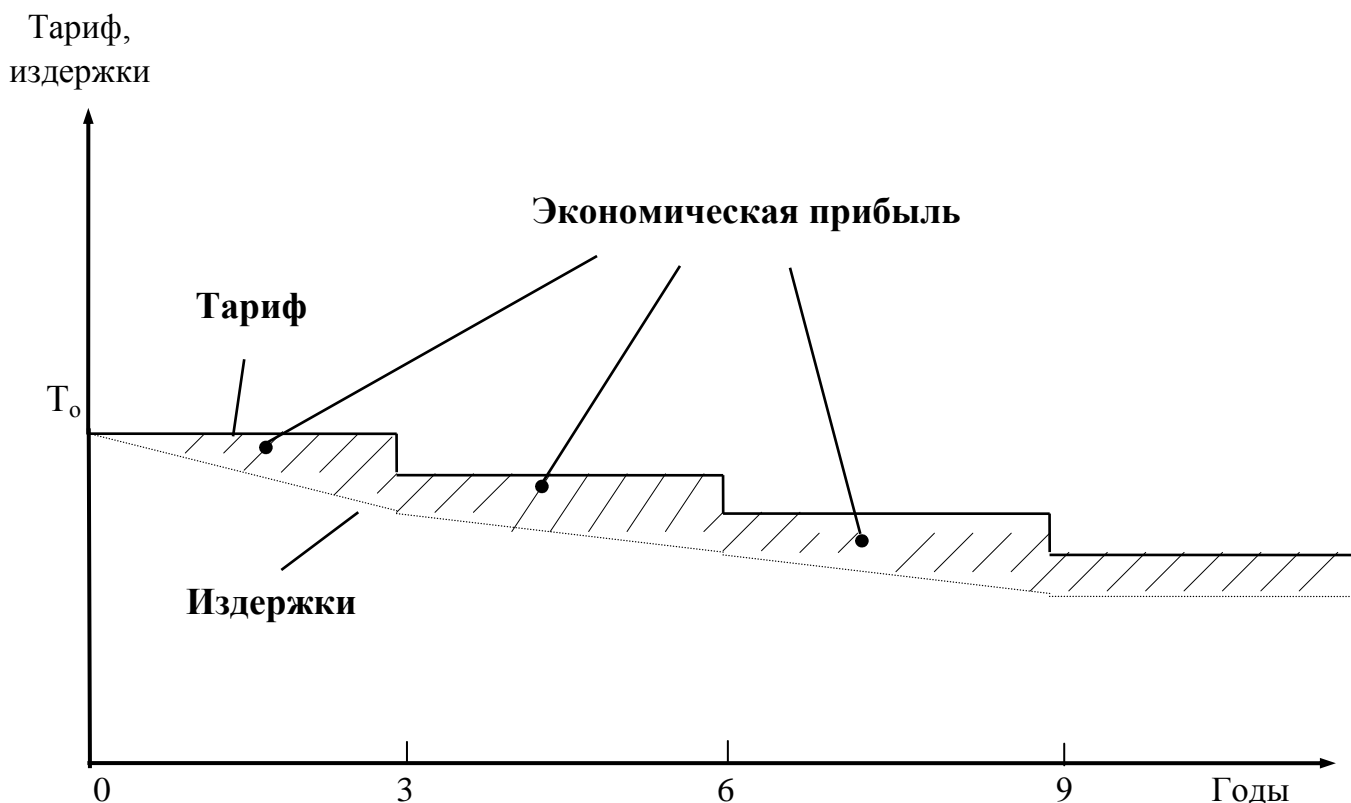


Рис. 3.5. Схема регулирования тарифов.

Контракты, заключаемые Закупочным агентством с новыми производителями (на строительство новых электростанций), будут иметь свои особенности, ввиду более длительных сроков (10–15 лет), необходимости возврата инвестиций и др. Очевидно, что они должны заключаться на основе конкурсов между разными компаниями по критерию минимума предлагаемой ими цены электроэнергии. Здесь не видно принципиальных трудностей и мы не будем останавливаться на этих контрактах.

Такая же схема может применяться для регулирования тарифов в модели 1 в части учета издержек в сфере генерации монопольных вертикально-интегрированных энергокомпаний.

### Качественный анализ и сопоставление моделей

Сопоставление моделей по трем критериям, указанным выше (экономичность, надежность, бездефицитное развитие ЭЭС), начнем с *модели 1*.

По критерию *экономической эффективности* эта модель является достаточно хорошей: в вертикально-интегрированных компаниях (ВИК) наиболее полно реализуется положительный «эффект масштаба» ЭЭС, а при их регулировании тарифы для потребителей устанавливаются на уровне средних издержек. При этом покрываются все издержки компаний, включая необходимые инвестиции для развития ЭЭС, и обеспечивается их нормальная прибыль. Для по-



требителей электроэнергии эта модель выгодна в связи с низким уровнем тарифов.

Трудности и, возможно, недостатки государственного регулирования в этой модели присутствуют. Однако, как показано выше, имеются пути для их уменьшения, в частности для реализации стремления ВИК к получению дополнительной (сверх нормальной) прибыли посредством снижения издержек производства.

В отношении *надежности электроснабжения* модель 1 следует считать наилучшей ввиду наибольшей цельности ЭЭС, ответственности монопольных компаний за надежное электроснабжение, заблаговременного и оптимального планирования развития ЭЭС (включая обеспечение резервов мощности), а также наиболее просто осуществимого оперативно-диспетчерского управления. В электроэнергетике стран Запада до начала реформирования обеспечивался уровень надежности 0,9996.

В модели 1 не возникает также проблем с *обеспечением бездефицитного развития* ЭЭС благодаря включению необходимых инвестиций в инвестиционную составляющую тарифов. Эти инвестиции раскладываются (делятся) на всю электроэнергию, отпускаемую монопольной компанией, вследствие чего инвестиционная составляющая оказывается небольшой (подробнее см. гл. 5). В некоторых странах, как уже отмечалось, наблюдалось даже «переинвестирование» ввиду заинтересованности частных ВИК в увеличении своего основного капитала и «перестраховочного» поведения регулирующих органов. Однако такого «переинвестирования», несомненно, можно избежать при более тщательном и аккуратном регулировании.

Подтверждением достоинств модели 1 служит тот факт, что регулируемые монопольные ВИК сохраняются во многих странах (Франции, Японии, большинстве штатов США и провинций Канады и др.). Следует заметить, однако, что в развивающихся странах с большой территорией и населением (Китай, Индия, а сейчас и Россия) монопольные ВИК, охватывающие всю страну, становятся слишком «громоздкими» и трудно регулируемы, поэтому может оказаться целесообразным переход к модели 2, причем с несколькими закупочными агентствами на территории страны (как, например, в Китае).

Анализируя *модель 2* и сопоставляя ее по тем же критериям, можно отметить следующие моменты. *Экономическая эффективность* модели 2, с одной стороны, несколько уменьшается в связи с раздроблением сферы генерации. При этом частично нарушается целостность ЭЭС и снижается положительный «эффект масштаба»: будет труднее реализовать потенциально возможное уменьшение резервов мощности; эффект от внедрения достижений НТП в сфере генерации будет оставаться в основном независимым генерирующим компаниям (в меньшей степени «доходить» до потребителей), увеличатся административно-управленческие расходы и др. С другой стороны, экономическая эф-

фektivность повысится ввиду конкуренции между производителями электроэнергии. Количественно оценить эти уменьшение и увеличение достаточно трудно (если вообще возможно). Для конкретных стран их соотношение может, по-видимому, быть в пользу как одной, так и другой модели.

Что касается тарифов для потребителей электроэнергии, то они в модели 2 будут примерно такими же, как в модели 1, ввиду аналогичного осреднения тарифов (издержек) производителей, или даже несколько ниже, если часть эффекта от конкуренции будет передаваться потребителям (как на рис. 3.5). Следовательно, можно констатировать, что по *экономическому критерию* модели 1 и 2 примерно равноценны и в конкретных странах могут оказаться лучше как первая, так и вторая модели.

По *критерию надежности* модели 1 и 2 также должны быть примерно равноценны, так как в них могут поддерживаться необходимые уровни резервов мощности (и схемы электрических сетей) и обеспечиваются примерно одинаковые условия оперативно-диспетчерского управления. Возможно, что при более глубоком анализе обнаружатся факторы, обусловленные раздроблением сферы генерации, из-за которых надежность электроснабжения в модели 2 может снижаться. Однако такое снижение вряд ли будет существенным.

В модели рынка «Единственный покупатель» *обеспечивается бездефицитное развитие ЭЭС* благодаря заключению долгосрочных контрактов (на 10–15 лет) на поставку электроэнергии от новых электростанций. Компания «Закупочное агентство», несущая ответственность за электроснабжение, будет, как и регулируемая монополия, заблаговременно планировать развитие ЭЭС, в том числе оптимизировать структуру и вводы генерирующих мощностей. Механизм финансирования строительства новых электростанций будет аналогичен механизму финансирования строительства электростанций *за счет кредитов* в регулируемой монополии. Возврат инвестиций так же, как и кредитов, включается в тарифы на электроэнергию и оплачивается потребителями. Некоторые нюансы могут возникать в связи с тем, что в регулируемой монополии возможно также «самофинансирование» (прямое включение инвестиций в тарифы без использования кредитов банков). Самофинансирование более выгодно, чем использование кредитов при низких темпах роста электропотребления (подробнее см. гл. 5). Поэтому обе модели хороши по данному критерию, но в зависимости от состояния экономики конкретной страны финансирование развития генерирующих мощностей ЭЭС может оказаться более целесообразным либо при одной, либо при второй модели организации электроэнергетического рынка.

Таким образом, можно констатировать примерно одинаковую *качественную равноценность моделей 1 и 2* по всем трем критериям. В то же время для конкретных стран по тому или иному критерию может оказаться предпочтительней как первая, так и вторая модель.

Напомним, что обе модели предполагают регулирование цен (тарифов) на электроэнергию. Переход от любой из них к модели 3 или 4 означает *дерегулирование* (или либерализацию) рынка электроэнергии, т.е. кардинальное изменение вида рынка. В связи с этим можно ожидать принципиальные отличия моделей дерегулированных (конкурентных) рынков от рассмотренных регулируемых.

Переходя к моделям конкурентных рынков, нужно еще раз подчеркнуть *отличие экономической эффективности* (первого критерия) *для производителей и потребителей*. При регулировании цен на электроэнергию в моделях 1 и 2 обеспечивался в той или иной мере (в зависимости от качества регулирования) компромисс интересов производителей и потребителей. После освобождения цен (оптовых – в модели 3 и дополнительно розничных – в модели 4) о компромиссе вряд ли может идти речь. Прямо противоположные интересы производителей и потребителей определяют различную экономическую оценку или эффективности моделей организации электроэнергетического рынка. *Для потребителей экономический эффект может быть получен лишь при снижении цен на электроэнергию* (для производителей – наоборот).

Интересы потребителей, представляющих все остальные отрасли экономики (кроме электроэнергетики), население и сферу обслуживания, несомненно, должны ставиться выше, чем интересы производителей электроэнергии. Это отвечает и улучшению *социальных* условий в стране. Поэтому, при оценке моделей 3 и 4 по экономическому критерию мы будем исходить из интересов потребителей.

Тогда, если встать на сторону потребителей, можно констатировать, что *по экономическому критерию модель 3* явно хуже модели 2 (качественно, потенциально). Объясняется это уже неоднократно упоминавшимся фактом (свойством, явлением) повышения равновесной оптовой цены на конкурентном рынке с уровня средних (средневзвешенных) издержек производства электроэнергии, который был при регулировании, до уровня издержек наименее эффективных электростанций, замыкающих баланс мощности или энергии ЭЭС (подробнее см. § 4.4). Как отмечалось в § 3.1, при регулируемом рынке «Едиственный покупатель» конкурируют между собой только производители электроэнергии, и это приводит к снижению издержек в сфере генерации. Производители лишены возможности проявлять «рыночную власть», а потребители находятся в привилегированном положении. Организация конкурентного оптового рынка, на котором начинают конкурировать еще и покупатели (потребители), с одной стороны, *никак не способствует* повышению эффективности производства электроэнергии (конкуренция потребителей не может снижать издержки производства). С другой стороны, потребители (покупатели) лишаются привилегированного положения, а производители, освобождаясь от регу-

лирования, резко улучшают свое положение на рынке и могут использовать свою «рыночную власть».

В некоторых странах (например, в Чили и Англии) в первые годы после перехода к конкурентному рынку наблюдалось снижение оптовых цен на электроэнергию. Однако это происходило под воздействием ряда других факторов, имевшихся в конкретной стране. В дальнейшем влияние указанного свойства конкурентного рынка неизбежно приводило к росту цен.

По критерию *надежности* модель 3 также уступает модели 2 по ряду причин:

- дальнейшее снижение целостности ЭЭС с созданием новых компаний (РСК), имеющих собственные интересы;

- усложнение оперативно-диспетчерского управления, в том числе в аварийных ситуациях, вследствие необходимости учета поставок по двусторонним договорам, появления проблемы перегрузки ветвей (*congestion management*), разграничения функций по управлению режимами с Администратором торговой системы и др.;

- трудности с поддержанием необходимого резерва мощности по мере развития ЭЭС (см. ниже следующий критерий).

Системные аварии, произошедшие в 2003 г. в северо-восточных штатах США и странах Западной Европы (Англии, Швеции, Дании, Италии), перешедших к конкурентному рынку, подтверждают факт снижения надежности электроснабжения.

Особые трудности при конкурентном оптовом рынке появляются с инвестированием строительства новых электростанций. Как уже указывалось ранее (и будет специально рассмотрено в гл. 5), они объясняются принципиальным изменением механизма финансирования строительства и появлением ценового (экономического) барьера для вхождения в рынок новых производителей электроэнергии. Эти трудности могут привести (и во многих странах уже приводили) к дефициту генерирующих мощностей и электроэнергии. В связи с этим и по критерию *обеспечения бездефицитного развития ЭЭС* модель 3 существенно хуже модели 2.

Таким образом, модель 3 во всех отношениях (по всем трем критериям) уступает модели 2. Тем самым она уступает и модели 1, которая примерно равноценна модели 2.

Указанные недостатки конкурентного оптового рынка будут проявляться и в *модели 4*. К ним добавятся отмечавшиеся в § 3.1 трудности и затраты на организацию *розничных* рынков электроэнергии. В частности, у множества сбытовых компаний, появляющихся на розничных рынках, наряду с административно-хозяйственными расходами будут расходы на рекламу и маркетинг, которые отсутствовали у распределительно-сбытовых компаний в модели 3. Автору не встречались работы, где проводилось количественное сопоставление

возможного эффекта от конкуренции на розничных рынках с затратами на их создание и функционирование. В то же время имеются работы, в которых выражается сомнение в целесообразности их организации (например, [23]). Розничные рынки не создавались, в частности, в Чили и Бразилии. Поэтому, можно уверенно утверждать, что модель 4 также по всем критериям хуже модели 2 (и модели 1).

Следовательно, дерегулирование рынков электроэнергии нецелесообразно с точки зрения потребителей. Проведенный качественный анализ показал, что это может привести к отрицательным последствиям. В следующем параграфе они будут указаны (перечислены) более подробно с учетом накопленного опыта практического функционирования конкурентных рынков.

**Вставка 8. Качественное сопоставление моделей рынка электроэнергии:**

1. Сопоставление проведено по трем критериям:

- экономическая эффективность производства электроэнергии;
- надежность электроснабжения (с учетом крупных системных аварий);
- обеспечение бездефицитного развития ЭЭС.

По первому критерию следует различать экономическую эффективность для производителей и потребителей, так как их интересы (в части цен на электроэнергию) прямо противоположны. В экономическом отношении модели оценивались с точки зрения *потребителей* – снижаются или повышаются цены на электроэнергию.

2. Принципиальное отличие моделей 1 и 2 от моделей 3 и 4 состоит в регулировании цен на электроэнергию в первых двух и отсутствии регулирования в двух последних моделях. При регулировании цены устанавливаются на уровне средних (средневзвешенных) издержек энергокомпаний, при отсутствии регулирования оптовые цены поднимаются до уровня издержек наименее эффективных электростанций, замыкающих баланс ЭЭС. Следовательно, модели 3 и 4 экономически невыгодны потребителям.

3. Эффект конкуренции, приводящей к снижению издержек производства, проявляется двояким образом: во-первых, в стремлении производителей попасть в рынок и закрепиться на нем и, во-вторых, в их стремлении получать максимальную прибыль при сложившихся рыночных ценах. Первый стимул касается наименее эффективных производителей, второй – имеется у всех производителей, участвующих в рынке.

Стремление к получению максимальной прибыли можно использовать и при регулировании цен, если тарифы для производителей устанавли-

ливать на длительный срок (несколько лет). Тогда у производителей будут стимул и время для снижения издержек.

4. При качественном сопоставлении модели 1 и 2 признаны примерно равноценными по всем трем критериям. В зависимости от экономических и других условий конкретной страны предпочтительной по тому или иному критерию может быть как первая, так и вторая модель.

5. Модели 3 и 4 оказались хуже первых двух моделей по всем критериям в связи с повышением оптовых цен на электроэнергию, снижением надежности электроснабжения и трудностями в инвестировании генерирующих мощностей, приводящими к их дефициту. При этом модель 4 потенциально хуже модели 3 ввиду дополнительных затрат на организацию розничных рынков и содержание множества сбытовых компаний, а также вследствие незначительного эффекта (снижения издержек), который может дать конкуренция в сфере сбыта электроэнергии.

### § 3.3. Недостатки конкурентного рынка электроэнергии

Оппозиция переходу к конкурентному рынку (дерегулированию) в электроэнергетике существовала всегда, с самого его начала. Наиболее яркий пример этого представляют, пожалуй, США и Канада, где большинство штатов или провинций сохраняют регулируемые монопольные энергокомпании. Аналогичная оппозиция имеется и в России. Еще в период обсуждения концепции реформирования опубликовано множество работ с критикой этой концепции [17, 59–62; и др.]. Ход обсуждения и «волевого» принятия концепции подробно описан в [63]. Критика концепции продолжается и после принятия Закона [39] (см., например, [20–22, 63, 64]).

В последние годы за рубежом активно обсуждаются ход и результаты реформ в разных странах в связи с проявившимися трудностями и отрицательными последствиями [2–12; и др.]. Констатируется, что очень часто реформирование приводит к повышению цен на электроэнергию, недостатку инвестиций, появлению дефицита, снижению надежности электроснабжения и др. Вследствие этого, первоначальные концепции реформирования пересматриваются (происходит «реформирование реформ»), процесс реформирования затягивается и т.п. Подробнее зарубежный опыт реформирования рассматривается в гл. 6. Здесь мы просто перечислим отмечаемые недостатки дерегулирования электроэнергетики с краткими комментариями.

Наиболее обстоятельный анализ опыта дерегулирования проведен в работе [9]. На основе широкого обзора работ (114 источников) там установлено *одиннадцать* трудностей, недостатков и отрицательных последствий организации конкурентных рынков электроэнергии. Многие из них отмечаются и в других

публикациях. Не перечисляя все одиннадцать, приведем лишь самые главные, с нашей точки зрения, недостатки:

- 1) значительные затраты на организацию конкурентных рынков и их функционирование;
- 2) проявление «рыночной власти» в сфере генерации;
- 3) чрезвычайная изменчивость (и непредсказуемость) цен на спотовых рынках;
- 4) недостаток инвестиций в развитие генерирующих мощностей и электрических сетей;
- 5) снижение надежности электроснабжения;
- 6) повышение цен на электроэнергию (на многих рынках);
- 7) появление проблемы компенсации «неокупленных затрат» (stranded costs);
- 8) эффект от дерегулирования, если он имеется, получают, главным образом, производители электроэнергии (а не потребители).

Поясним вкратце проблему «неокупленных затрат». Она связана с тем, что у вертикально-интегрированных монопольных компаний до их реструктуризации были долги перед банками за кредиты, бравшиеся для строительства электростанций и ЛЭП, а также другие финансовые обязательства. Выплачивать их предполагалось за счет тарифов потребителей. При раздроблении монопольных компаний, с одной стороны, не всегда было ясно, к какой новой компании эти долги отнести, а с другой стороны, в условиях конкурентного рынка отдельная компания не всегда была в состоянии вернуть отнесенный на нее долг за счет своих доходов. Проблема компенсации «неокупленных затрат» в разных странах решалась по-разному. В Великобритании и некоторых штатах США, например, было разрешено повышать для этого тарифы у потребителей в течение нескольких лет до начала реструктуризации. Это повышение явилось, в частности, одной из причин снижения цен на электроэнергию в ряде стран (и штатов) в первые годы после введения конкурентного рынка.

Каждый из установленных недостатков авторы работы [9] иллюстрируют примерами конкретных рынков в США, Канаде, Западной Европе, Австралии, Южной Америке и других странах. Так, они приводят цифры на организацию (создание) рынков, имеющие порядок 1 млрд дол., и на их функционирование, составляющие 100–250 млн дол. в год.

Следует подчеркнуть, что эти недостатки выявлены на основе *реального опыта* организации и работы конкурентных рынков электроэнергии. Авторы просто констатируют и обобщают факты, не ставя целью (в данной их работе) объяснить выявленные недостатки. Их статья связана с намечаемым реформированием электроэнергетики Израиля, и основной вывод состоит в том, что к этому нужно подходить очень осторожно.

Между тем почти все указанные недостатки конкурентного рынка (моделей 3 и 4) отмечались при рассмотрении и сопоставлении моделей организации электроэнергетического рынка. Они имеют *теоретическое обоснование*, попытка которого делается в настоящей книге. При этом, естественно, будут использоваться работы других исследователей, известные автору.

Основным источником этих недостатков являются *несовершенство* электроэнергетического рынка, а также особые свойства ЭЭС и электроэнергии как товара. *Освобождение цен* на электроэнергию *при отсутствии условий для совершенной конкуренции* должно заведомо привести к отрицательным последствиям.

Профессор Ф.Е. Банкс, специалист в области экономики и финансов, в работах [5, 65] отмечает несколько моментов:

- Превращение естественной монополии в некоторый ученический пример совершенной конкуренции близко к невозможному и не будет иметь смысла, по-видимому, ни при каких обстоятельствах.

- Дерегулирование рынка электроэнергии повышает неопределенность (как для производителей, так и для потребителей), и это приводит к

- резкому снижению инвестиций в новые мощности, даже в парогазовые установки, как это наблюдалось в Бразилии;

- чрезвычайной изменчивости цен на спотовых рынках;

- отсутствию у потребителей желания менять поставщиков (на розничных рынках), т.е. использовать широко рекламируемую «возможность выбора».

- На конкурентных рынках узаконивается формирование цен по краткосрочным предельным издержкам. Это может существенно повысить цены, так как вся производимая электроэнергия будет продаваться по цене, соответствующей предельным издержкам «самого последнего» (замыкающего) генератора.

- При дерегулировании рынка регулируемая монополия становится олигополией, причем число олигополистов может уменьшаться путем слияния или поглощения компаний, что усиливает олигополию. При появлении возможностей она использует свою «рыночную власть» для повышения цен на электроэнергию. Если в каких-то странах или регионах цены и снижались, то они непременно будут снова расти.

- После создания рынка Скандинавских стран (Nordel) цены на электроэнергию в Швеции и Норвегии повысились дополнительно из-за экспорта электроэнергии в другие страны, включая Германию.

- Ввиду радикальных отличий электроэнергетического рынка, риски, связанные с неопределенностью цен электроэнергии, не могут страховать на традиционных финансовых рынках «производных» (futures, options), которые прекрасно функционируют для других товаров и ценных бумаг.

- Если успешного дерегулирования электроэнергетики не удастся достичь в такой богатой, технически передовой и рыночно ориентированной стране, как



Соединенные Штаты, то оно не сможет быть реализовано нигде на Земле, по крайней мере в долгосрочной перспективе.

Приведенные результаты анализа проф. Ф.Е. Банка дополнительно иллюстрируют природу недостатков конкурентного рынка.

К недостаткам, указанным выше, следует добавить еще два, которые будут тоже рассмотрены в книге:

9) трудности (или даже невозможность) обоснования строительства межсистемных (в том числе межгосударственных) электрических связей, реализующих *мощностной* эффект объединения ЭЭС, рассмотренный в § 1.2. Объясняется это разделением сфер генерации и транспорта электроэнергии с созданием соответствующих независимых компаний: затраты на строительство межсистемных связей должны нести сетевые компании, а эффект (от снижения генерирующих мощностей) будут (могут потенциально) получать генерирующие компании;

10) экспорт электроэнергии *невыгоден потребителям* страны-экспортера, так как он повышает спрос и цены на электроэнергию; эффект в стране-экспортере получают лишь производители электроэнергии, причем двойной – как от самого экспорта, так и от повышения цены на всю электроэнергию, производимую в стране. Между тем при регулировании цен экспорт может быть (и был) выгоден потребителям обеих стран – внутренние цены в стране-экспортере снижаются за счет доходов от экспорта.

Во вставке 9 недостатки конкурентных рынков электроэнергии перечислены в несколько иной формулировке и последовательности. В гл. 4 и 5 они будут проанализированы и обоснованы более детально, в том числе на количественных примерах. В гл. 6 дается их иллюстрация практическим опытом работы конкурентных рынков в различных странах мира.

**Вставка 9. Основные недостатки конкурентных рынков электроэнергии (моделей 3 и 4):**

1. Значительные затраты на организацию (создание) и функционирование конкурентных рынков, исчисляемые сотнями млн дол.
2. Повышение оптовых цен на электроэнергию с уровня средних издержек по ЭЭС в целом (при регулировании цен) до уровня издержек наименее эффективной электростанции, замыкающей баланс ЭЭС.
3. Чрезвычайная изменчивость (и непредсказуемость) цен на спотовых рынках электроэнергии.
4. Трудности с инвестированием развития генерирующих мощностей из-за появления ценового барьера для новых производителей электроэнергии.
5. Освобождение производителей электроэнергии от регулирования,

создание условий для образования ими олигополии и использования «рыночной власти» путем манипулирования ценами или формирования дефицита мощностей, включая прекращение строительства новых электростанций.

6. Снижение надежности электроснабжения.

7. Трудности с обоснованием строительства межсистемных электрических связей, реализующих *мощностной* эффект объединения ЭЭС.

8. Экспорт электроэнергии перестает быть взаимовыгодным.

9. Эффект от дерегулирования, если он имеется, получают, главным образом, производители электроэнергии (а не потребители).

Указанные недостатки выявлены в результате теоретического анализа и подтверждаются практическим опытом работы конкурентных рынков электроэнергии. В следующих главах они обосновываются более подробно.

## ГЛАВА 4. КРАТКОСРОЧНЫЕ ИЗДЕРЖКИ ПРОИЗВОДСТВА И РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Рассмотрим особенности характеристик издержек различных видов электростанций и электрогенерирующих компаний в краткосрочном периоде (при фиксированных установленных мощностях электростанций и ЭГК), а также формирование цен на оптовом рынке электроэнергии при различных моделях его организации. Глава начинается с анализа *различий* между краткосрочными и часовыми издержками генерации электроэнергии (§ 4.1) и показа общей несостоятельности *спотовых* рынков (§ 4.2), которые, как правило, организуются при переходе к конкурентным рынкам электроэнергии (моделям 3 и 4). Затем на количественном примере Европейской секции ЕЭС России исследуются и строятся характеристики краткосрочных (годовых) издержек *отдельных электростанций* (§ 4.3). В последнем параграфе (§ 4.4) на том же примере анализируются издержки *генерирующих компаний и формирование оптовых цен* при различных моделях электроэнергетического рынка.

### § 4.1. Соотношение краткосрочных (годовых) и часовых (мгновенных) издержек электростанций и сферы генерации ЭЭС

Для дальнейшего анализа и изложения очень важно провести четкое разграничение между *краткосрочными* (в микроэкономическом понимании) издержками, по которым *формируются цены* на оптовом рынке электроэнергии, и *мгновенными* (будем считать, *часовыми*) издержками, исходя из которых *оптимизируются режимы ЭЭС*. Достаточно часто эти понятия смешиваются, что приводит к ошибочным выводам и результатам.

Электроэнергетика является, по-видимому, единственной (уникальной) отраслью, где такое различие необходимо проводить ввиду *изменчивости* нагрузки потребителей по часам суток, дням недели и сезонам года, а также *неразрывности* процессов производства и потребления электроэнергии. При этом важны два особых свойства ЭЭС, отмечавшиеся в § 1.3:

1) *взаимная зависимость процессов* производства электроэнергии *всех электростанций*, входящих в ЭЭС. Электростанции, в отличие от фирм в других отраслях, не выходят на рынок с «готовой» и самостоятельно произведенной ранее продукцией. Электроэнергия в каждый момент времени производится *совместно* всеми электростанциями при *централизованном* управлении и *оптимизации режимов по ЭЭС* в целом;

2) *оптимизация режимов* электростанций по их *мгновенным (часовым)* расходным характеристикам, в то время как *общие издержки* электростанций определяются по интегральным результатам их работы за год в целом. Это свойство ЭЭС особенно часто недоучитывается или недопонимается, что приводит к ошибочным подходам в экономической теории электроэнергетической отрасли, в частности к организации спотовых рынков электроэнергии.

### **Математическое выражение связей между краткосрочными и часовыми издержками**

Введем сначала *обозначения* основных величин.

Для *краткосрочного* (годового) периода будем применять общепринятые обозначения, аналогичные используемым в § 2.1 (опустим лишь букву «S» – short run):

$Q_i$  – производство электроэнергии  $i$ -й электростанцией за краткосрочный период (год) в целом, кВт·ч/год;

$Q_{\text{ЭЭС}}$  – то же по всей ЭЭС, кВт·ч/год;

$FC_i$ ,  $VC_i$ ,  $TC_i$  – краткосрочные постоянные, переменные и общие издержки  $i$ -й электростанции (за период в целом), дол./год;

$VC_{\text{ЭЭС}}$  – краткосрочные (годовые) переменные издержки сферы генерации ЭЭС в целом, дол./год;

$AFC_i$ ,  $AVC_i$ ,  $ATC_i$  – краткосрочные *средние* (удельные) постоянные, переменные и общие издержки  $i$ -й электростанции, дол./кВт·ч;

$MC_i$  – краткосрочные *предельные* издержки  $i$ -й электростанции, дол./кВт·ч.

Для указанных величин справедливы выражения (2.1) и (2.2), приведенные в § 2.1. Краткосрочные *средние* издержки  $AFC_i$ ,  $AVC_i$  и  $ATC_i$  определяются путем деления годовых издержек  $FC_i$ ,  $VC_i$  и  $TC_i$  на годовое производство электроэнергии  $Q_i$ . Именно такие краткосрочные издержки в сфере генерации ЭЭС будут анализироваться в § 4.3 и 4.4. Исходя из них, формируются цены на оптовом рынке электроэнергии (по-разному при различных моделях организации рынка).

При обозначении *часовых* издержек будем применять дополнительную букву «H» (hour's), а также индекс « $t$ », означающий принадлежность к конкретному часу  $t$ . Часовые издержки, используемые при оптимизации режимов ЭЭС, по своей природе являются *переменными*. В основном это топливные издержки, связанные с расходом топлива на производство электроэнергии. В них органически отсутствует постоянная составляющая, имеющаяся в краткосрочных издержках. Это правильно и в экономическом смысле, и в методическом отношении – при оптимизации часовых (мгновенных), суточных и даже сезонных режимов ЭЭС *не должны учитываться* постоянные издержки электростанций.

В свете этих пояснений введем следующие обозначения *часовых* величин:

$N_{it}$  – среднечасовая мощность (нагрузка)  $i$ -й электростанции в час  $t$ , кВт;

$HVC_{it}$  – часовые переменные издержки  $i$ -й электростанции в час  $t$ , дол./ч;

они являются функцией (зависят) от мощности  $N_{it}$  :  $HVC_{it} = f(N_{it})$  или  $HVC_{it}(N_{it})$ ;

$HVC_{\text{ЭЭС}t}$  – часовые переменные издержки сферы генерации ЭЭС в час  $t$ , дол./ч;

$HAVC_{it}$  – часовые *средние* (удельные) переменные издержки  $i$ -й электростанции в час  $t$ , дол./кВт·ч;

$HMC_{it}$  – часовые *предельные* издержки  $i$ -й электростанции в час  $t$ , дол./кВт·ч.

Указанные величины имеют смысл «средних за час», так как нагрузка потребителей и рабочие мощности электростанций изменяются в течение часа. Использование таких «часовых» характеристик принято в практике оптимизации режимов ЭЭС, хотя возможно дробление часа на более короткие интервалы. Часовые интервалы удобны еще тем, что среднечасовая мощность  $N_{it}$  (в киловаттах) равна одновременно электроэнергии (в киловатт-часах), вырабатываемой за этот час.

Рассмотрим теперь некоторые *зависимости* между краткосрочными (годовыми) и часовыми величинами.

Для начала запишем следующие, достаточно очевидные соотношения:

$$Q_i = \sum_{t=1}^{8760} N_{it}, \quad (4.1)$$

$$Q_{\text{ЭЭС}} = \sum_{i=1}^I Q_i = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^I N_{it}, \quad (4.2)$$

$$VC_i = \sum_{t=1}^{8760} HVC_{it}(N_{it}), \quad (4.3)$$

где  $I$  – общее число электростанций в ЭЭС.

В этих соотношениях мощности электростанций  $N_{it}$  не являются произвольными или как-то заданными. Они выбираются и назначаются в процессе оптимизации режимов ЭЭС. Оптимизация ведется по критерию минимума краткосрочных издержек всей ЭЭС за весь краткосрочный период (год):

$$VC_{\text{ЭЭС}} = \min_{N_{it}} \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^I HVC_{it}(N_{it}) \quad (4.4)$$

при многочисленных дополнительно накладываемых ограничениях.

Не будем углубляться в процесс оптимизации, он весьма сложный. С учетом циклических изменений нагрузки потребителей, приточности воды к ГЭС, тепловой нагрузки ТЭЦ и других факторов может потребоваться последовательная оптимизация сначала сезонных, затем недельных, суточных и почасовых режимов ЭЭС. Как правило, нагрузка электростанций  $N_{it}$  в какой-то час  $t$  задается по результатам оптимизации *суточных* режимов ЭЭС (с учетом расходов топлива на пуски–остановы блоков ТЭС, ограниченности суточных объемов воды на ГЭС и т.п.). Если же возможна (правомочна) оптимизация режимов ЭЭС *для отдельного часа*  $t$ , то критерием оптимальности будет минимум часовых переменных издержек по ЭЭС в целом:

$$HVC_{\text{ЭЭС}t} = \min_{N_{it}} \sum_{i=1}^I HVC_{it}(N_{it}). \quad (4.5)$$

При этом будут использоваться часовые *предельные* издержки электростанций:

$$HMC_{it} = \frac{dHVC_{it}}{dN_{it}}. \quad (4.6)$$

Оптимизация режимов ЭЭС для всех суток и часов года определит оптимальные среднечасовые мощности электростанций

$$\bar{N}_{it}, \quad i = 1, \dots, I, \quad t = 1, \dots, 8760, \quad (4.7)$$

по которым, в свою очередь, можно будет определить годовое производство электроэнергии  $Q_i$  (4.1) и годовые переменные издержки электростанций  $VC_i$  (4.3). В принципе, это можно узнать лишь в конце года по фактическим результатам работы ЭЭС, причем результаты будут изменяться от года к году. В начале предстоящего года можно только составлять прогнозы или предварительные планы для этих величин. Это вносит существенную неопределенность в определение краткосрочных (годовых) издержек электростанций, в частности создает трудности при назначении тарифов на электроэнергию при государственном регулировании цен (в моделях 1 и 2).

В выражениях (4.3) – (4.6) фигурируют только *переменные* издержки электростанций и сферы генерации ЭЭС. Между тем *действительную стоимость электроэнергии и ее цены определяют общие* издержки, включающие еще и постоянные издержки. Применительно к часовым интервалам, как уже отмечалось, общие издержки вообще не имеют смысла. Поэтому необходимо рассматривать *краткосрочные общие* издержки ( $TC_i$  и  $ATC_i$ ) за весь краткосрочный

период (год) в целом. Наиболее важна и показательна величина *средних* (удельных) общих издержек:

$$ATC_i = FC_i/Q_i + VC_i/Q_i, \quad (4.8)$$

где постоянные издержки  $FC_i$  можно считать известными (заданными, фиксированными), а переменные издержки  $VC_i$  и годовое производство электроэнергии  $Q_i$  рассчитываются по выражениям (4.1) и (4.3). Величина  $ATC_i$  характеризует действительную стоимость одного киловатт-часа электроэнергии, производимой  $i$ -й электростанцией, исходя из нее должна определяться и цена электроэнергии.

### Анализ и обсуждение взаимосвязей

Согласно приведенным выше зависимостям, **часовые** (мгновенные, среднечасовые) издержки электростанций используются (и вполне обоснованно) *лишь для оптимизации режимов* работы ЭЭС. Такая оптимизация необходима ввиду циклических изменений нагрузки потребителей, изменений состава генерирующего оборудования и схем электрических сетей и др. По результатам оптимизации назначаются рабочие мощности (нагрузка) каждой электростанции  $N_{it}$  в тот или иной час года.

Значения  $N_{it}$  во многом являются *случайными* (или неопределенными), так как зависят от многих факторов: нагрузки потребителей в час  $t$ , которая подвержена случайным изменениям, структуры генерирующих мощностей по видам электростанций, фактического состояния работающего оборудования электростанций с учетом его аварийности и необходимости проведения ремонтов, заполнения водохранилищ ГЭС, имеющихся в данной ЭЭС, и т.п. Предсказать или спрогнозировать значения  $N_{it}$  с заблаговременностью в несколько месяцев можно лишь в вероятностной (неоднозначной) форме.

В то же время сумма значений  $N_{it}$  за все 8760 ч года определяет годовое производство электроэнергии  $Q_i$  данной  $i$ -й электростанцией. Следовательно, величина  $Q_i$  также будет в значительной мере *случайной*. Особенно это относится к ГЭС, ветровым и солнечным электростанциям, годовая выработка которых непосредственно зависит от случайных природных факторов.

Отмеченный случайный характер величин  $N_{it}$  и  $Q_i$  создает *неопределенность краткосрочных* (годовых) издержек электростанций. От значений  $N_{it}$  зависят часовые издержки  $HVC_{it}$ , а сумма последних определяет *годовые переменные* издержки  $VC_i$  (4.3). Одновременно от годовой выработки  $Q_i$  зависят *краткосрочные средние общие* издержки  $ATC_i$  (4.8). Таким образом, в выражении (4.8) во многом случайными или неопределенными будут величины  $VC_i$  и  $Q_i$ . Соответственно неопределенность будет вноситься и в краткосрочные сред-

ние переменные издержки  $AVC_i$ , а также в зависящие от них краткосрочные предельные издержки  $MC_i$ .

В целом *неопределенность краткосрочных издержек электростанций* следует рассматривать как *одну из особенностей электроэнергетики*, отличающую ее от других отраслей. Эта особенность обусловлена такими свойствами ЭЭС, как изменчивость нагрузки потребителей по часам суток, дням недели и сезонам года, неразрывность процессов производства и потребления электроэнергии, совместное производство электроэнергии в каждый момент времени всеми электростанциями ЭЭС при централизованном управлении этим производством. Такие свойства и особенность отсутствуют в других отраслях.

Неопределенность краткосрочных издержек генерации создает, как уже отмечалось, *трудности при государственном регулировании тарифов* для производителей электроэнергии. Эти трудности менее существенны при назначении тарифов для всей вертикально-интегрированной компании (модель 1), когда важны общее производство электроэнергии в ЭЭС  $Q_{ЭЭС}$  (4.2) и суммарные переменные издержки сферы генерации ЭЭС  $VC_{ЭЭС}$  (4.4). В этом случае неопределенность обусловлена, главным образом, случайными изменениями общего электропотребления в ЭЭС и годовой приточности воды к ГЭС. Труднее назначать тарифы для отдельных ЭГК при организации рынка по модели 2. Однако эти трудности нельзя считать непреодолимыми. Могут быть предусмотрены соответствующие корректировки тарифов в течение года или учет отклонений за прошедший год при назначении тарифов на следующий год.

В гораздо большей степени неопределенность краткосрочных издержек будет проявляться в условиях *конкурентного рынка* (модели 3 и 4). Она отразится на поведении производителей электроэнергии при подаче заявок на спотовые рынки или при заключении ими долгосрочных двусторонних контрактов с потребителями (покупателями). Следствием этого будут увеличение изменчивости и общее повышение цен спотовых рынков и завышение цен в двусторонних контрактах.

Главный же вывод, который можно сделать из анализа соотношений (4.1) – (4.7), связан с тем, что *часовые издержки электростанций состоят только из переменных издержек*. Они не отражают *действительную стоимость электроэнергии*, а поэтому не могут использоваться для назначения ее цен. Попытки организации торговли электроэнергией *в реальном времени* (на спотовых рынках) *противоречат основам экономической теории* (микроэкономики). Торговля электроэнергией должна осуществляться на основе *краткосрочных общих издержек* (а вернее, даже долгосрочных издержек).

*Невозможность* (теоретическую неправомочность) *организации спотовых рынков электроэнергии* следует рассматривать как еще одну важную особен-



ность электроэнергетики, отличающую ее от других отраслей. Более подробно спотовые рынки рассматриваются в следующем параграфе.

**Вставка 10. *Различия часовых и краткосрочных издержек генерации электроэнергии.***

1. Часовые (мгновенные, среднечасовые) издержки электростанций используются для *оптимизации режимов* работы ЭЭС при циклических изменениях нагрузки потребителей. Они включают только *переменные издержки* производства электроэнергии и не отражают ее *действительную* стоимость. Поэтому они *не могут использоваться для назначения цен* на электроэнергию.

2. Краткосрочные издержки определяются за весь *краткосрочный период (год)* в целом. При этом учитываются как *переменные, так и постоянные* издержки производства электроэнергии. Наиболее показательной величиной являются краткосрочные *средние (удельные) общие издержки (АТС)*, которые характеризуют действительную стоимость 1 кВт·ч электроэнергии и должны использоваться при назначении (формировании) оптовых цен электроэнергии.

3. Различие краткосрочных и часовых издержек производства (вернее, необходимость использования последних) – *уникальная особенность электроэнергетики, обусловленная свойствами ЭЭС, в первую очередь, непрерывными изменениями* нагрузки потребителей, *неразрывностью* процессов производства и потребления электроэнергии, необходимостью *централизованной оптимизации* совместного производства электроэнергии *всеми* электростанциями ЭЭС *в каждый момент* времени.

4. Краткосрочные издержки электростанций и сферы генерации ЭЭС в целом характеризуются значительной *неопределенностью*. Это также является *одной из особенностей* электроэнергетики, которая создает *трудности при государственном регулировании* цен на электроэнергию и *усложняет* процесс формирования цен на *конкурентном* оптовом рынке электроэнергии.

5. В электроэнергетике *невозможна* (теоретически неправомочна) *организация торговли в реальном времени*, так как нельзя определить действительную стоимость (и цену) электроэнергии в какой-то отдельный момент (час) времени. Это можно сделать лишь за *краткосрочный период (год)* в целом, используя *краткосрочные общие* издержки производства электроэнергии. Невозможность организации спотовой торговли можно рассматривать как еще одну особенность электроэнергетики, отличающую ее от других отраслей.

## § 4.2. Спотовые рынки электроэнергии: ошибки с их организацией

Анализ краткосрочных издержек и рынков электроэнергии приходится начинать со спотовых рынков, которые, как уже отмечалось в гл. 3, применительно к электроэнергетике фактически не являются *краткосрочными* в понятиях микроэкономики. Они не могут обеспечить полноценную (правильную, истинную) торговлю электроэнергией, поэтому их нужно просто исключить из рассмотрения, когда речь идет о краткосрочных издержках производства и рынках электроэнергии. Вместе с тем они получили такое большое распространение (включая концепцию НОРЭМа в России), что необходимо специально показать их неприемлемость.

Слово «спотовый» происходит от английского *spot* (место). Оно означает, что продавец *немедленно* поставяет товар, а покупатель оплачивает его «на месте» [66]. Именно так производится торговля на рынках многих товаров, начиная с овощей и фруктов. Современные рынки таких товаров, как нефть или кофе, кажутся очень сложными из-за больших объемов торговли и компьютеризации. Однако основной принцип торговли тот же самый – немедленная поставка и оплата товара.

Спотовые рынки характеризуются чрезвычайной изменчивостью цен в зависимости от складывающейся конъюнктуры спроса и предложения, а также прогнозов будущих условий. Продавец или покупатель большинства товаров может предпочесть подождать некоторое время, чтобы потом более выгодно продать или купить. Для страховки от рисков, связанных с изменчивостью цен, организуются так называемые «вторичные» рынки, или рынки «производных» – фьючерсов (*futures*), опшенсов (*options*) и т.п., на которых мы не будем подробно останавливаться. Отметим лишь, что кое-где рынки «производных» применяются и в электроэнергетике в дополнение к спотовым рынкам (такие рынки намечается организовать и в России). В то же время в работах [5, 65] указывается на бесперспективность рынков «производных» применительно к электроэнергии.

По аналогии с рынками других товаров в конкурентных рынках электроэнергии многих стран предусматривается организация спотовых рынков. Применительно к электроэнергетике это означает торговлю электроэнергией в реальном времени – с часовыми или получасовыми интервалами (встречались предложения по даже более коротким интервалам). Мы будем иметь в виду рынки «на сутки вперед», хотя к спотовым относят также и балансирующие рынки.

В первоначальных концепциях конкурентного электроэнергетического рынка [67, 68; и др.] спотовым рынкам отводилась очень важная роль. Они должны, с одной стороны, обеспечивать продажу электроэнергии по ценам, соответствующим фактическим издержкам на ее производство, с учетом изменчивости спроса потребителей по часам суток, дням недели и сезонам года. Предполагалось, что цены электроэнергии будут изменяться по часам каждого суток (и от сезона к сезону) и формироваться по предельным издержкам замыкающих электростанций.

С другой стороны, спотовые рынки должны (как предполагалось) подавать «ценовые сигналы» на расширение (или сужение) рынка, как это происходит в рынках других товаров. Учитывая, что в то время (и сейчас) электропотребление во всех странах возрастало, речь идет фактически о привлечении инвестиций в развитие генерирующих мощностей ЭЭС. Следовательно, ожидалось, что спотовые рынки будут подавать сигналы, обеспечивающие развитие ЭЭС, причем никаких других мер не предусматривалось, т.е. строительство новых электростанций полностью отдавалось «на волю рынка».

Стремление организовать подобные рынки электроэнергии можно считать естественным. Они сулили, аналогично рынкам других товаров, ряд преимуществ и достоинств. Во-первых, торговля шла бы по «справедливым» ценам, отражающим изменения издержек производителей по мере изменения нагрузки потребителей – в часы максимумов нагрузки цены повышались, а в периоды минимумов – снижались. Это заставляло бы потребителей перераспределять электропотребление с часов максимумов на часы минимумов, что привело бы к уплотнению графиков нагрузки и уменьшению абсолютной величины максимумов нагрузки ЭЭС. Тем самым уменьшалась бы общая необходимая установленная мощность электростанций, и обеспечивался более равномерный режим их работы.

Во-вторых, отпала бы необходимость государственного регулирования цен на электроэнергию, которое связано с известными трудностями и далеко не всегда является эффективным. В том числе это относится к регулированию развития генерирующих мощностей ЭЭС, которое зачастую приводило к «переинвестированию».

Ожидались также и другие положительные стороны таких рынков, например перенос «рисков», связанных с неопределенностью будущих условий, с потребителей на производителей, что должно заставить последних принимать более правильные решения и «облегчить участь» потребителей.

Разработчики концепций спотовых рынков исходили, казалось бы, из достаточно очевидных положений:

– на спотовых рынках электроэнергии удастся создать условия для *совершенной* конкуренции;

– кривые издержек электростанций *аналогичны* характеристикам «типичных» фирм, рассматриваемым в микроэкономике, в частности кривые предложения производителей совпадают с предельными издержками и обеспечивают покрытие общих краткосрочных издержек;

– производители будут выходить на рынок с предложением (заявками), соответствующим предельным издержкам производства, а потребители реагировать на формирующиеся цены, и др.

Прокомментируем кратко эти положения. Об общем *несовершенстве* электроэнергетического рынка (вне зависимости от моделей его организации) уже говорилось в § 2.2. К спотовому рынку электроэнергии это относится, пожалуй, в наибольшей мере. Например, о каком свободном входе в рынок *новых* производителей в течение часа, в котором образовался дефицит и возросли цены, может идти речь?! Или, как могут потребители электроэнергии *отслеживать цены* спотового рынка *в реальном времени* и реагировать на их изменения? Это возможно лишь для отдельных крупных потребителей. Даже сбытовые компании, которые могут следить за спотовыми ценами, не в состоянии «мгновенно» доводить их до всех своих потребителей.

Главное же, как показано в предыдущем параграфе, *часовые* издержки электростанций отнюдь не являются *краткосрочными* издержками (в микроэкономическом понимании), исходя из которых формируются цены на «нормальных» рынках. Неучет этого обстоятельства следует признать явной ошибкой разработчиков спотовых рынков. По-видимому, традиционная оптимизация режимов ЭЭС с использованием часовых издержек ввела их в заблуждение.

Наконец, мало реалистичным представляется предположение о том, что производители будут выходить на спотовый рынок с предложением, соответствующим часовым предельным издержкам. С одной стороны, производитель свободен в выборе своих ценовых заявок и может, в принципе, заявлять в них любые цены. С другой стороны, как будет показано ниже, имеются причины, связанные с особенностями спотового рынка электроэнергии, которые, можно сказать, «вынуждают» его отклоняться в заявляемых ценах от часовых предельных издержек.

Спотовым рынкам придавалось настолько большое значение, что в Великобритании и Калифорнии, которые одними из первых ввели конкурентные рынки, сначала были даже запрещены двусторонние договоры, или контракты между потребителями (покупателями) и производителями. Вся торговля электроэнергией осуществлялась через спотовый рынок (рынок на сутки вперед).

Между тем опыт функционирования спотовых рынков выявил их серьезные недостатки. По этим вопросам имеется обширная литература [5, 9, 69, 70; и др.].

**Первый недостаток** – *чрезвычайная изменчивость и нестабильность цен* (volatility). Цены изменяются от нуля (и даже отрицательных значений на неко-

торых рынках) до величин, в несколько и даже в десятки раз превышающих фактические издержки электростанций, вплоть до верхнего предела (*price cap*), если он установлен. Тем самым надежды на то, что цены будут отражать издержки производства, явно не оправдались. Объясняется это несколькими причинами: применением так называемых «ценопринимающих» заявок, в которых производители указывают только поставляемую энергию (или мощность) без ее цены (если такие заявки полностью покрывают спрос потребителей, то на рынке устанавливаются нулевые цены); недобросовестным поведением (*strategic behavior*) производителей; необязательным соответствием цены заявки предельным издержкам производства; слабой реакцией потребителей на изменения цен и др.

**Второй недостаток** спотового рынка, уже рассмотренный в § 4.1, – участие в нем производителей только своими *переменными (часовыми) издержками* (от которых зависят предельные издержки). При этом не компенсируются (не окупаются) постоянные издержки электростанций (далее это будет показано более полно). В связи с этим спотовый рынок электроэнергии приходится дополнять платой за мощность, рынками вспомогательных услуг (по поддержанию резервов, частоты, напряжения) и др. Все это сильно усложняет торговлю электроэнергией, позволяет производителям манипулировать ценовыми заявками и приводит в конечном итоге к большой изменчивости цен спотового рынка и их несоответствию истинным издержкам производства электроэнергии.

Здесь нужно отметить, что концепции конкурентных оптовых рынков в различных странах имеют определенные различия. В Великобритании, например, рынок «на сутки вперед» сейчас вообще отсутствует (имеется лишь балансирующий рынок). В других странах встречаются две основных разновидности спотовых рынков:

1) рынок «на сутки вперед» без платы за мощность (*the energy-only market*), например в Австралии и Скандинавских странах;

2) рынок «на сутки вперед», дополняемый платой за готовую мощность или краткосрочным рынком мощности (в ряде штатов США и некоторых странах Европы).

Как правило, наряду с этими рынками торговля электроэнергией (и мощностью) осуществляется также по двусторонним договорам между производителями и покупателями (сбытовыми компаниями или непосредственно потребителями) и на балансирующем рынке. Иногда организуются еще рынки вспомогательных услуг и рынки «производных». Ниже мы сосредоточимся на рынке «на сутки вперед», отвлекаясь от других видов рынка.

Рассмотрим ситуации, в которых находятся производители электроэнергии, подавая заявки на спотовый рынок. Естественно, главными мотивами их поведения (целями, критериями) будут, во-первых, стремление «попасть» в рынок (чтобы заявка была принята) и, во-вторых, получение максимальной при-

были. Первый мотив особенно важен для наиболее дорогих производителей (с высокими издержками), которые будут замыкать баланс мощности рассматриваемого часа суток и могут оказаться «за бортом». Возможности «попадания» в рынок будут зависеть от общего соотношения спроса и предложения в ЭЭС (избытка или дефицита генерирующих мощностей) и от нагрузки потребителей, которая изменяется в течение суток. Прибыль же будет определяться равновесной ценой, формирующейся по заявке замыкающего производителя, и собственными издержками данного производителя в соответствующий час суток.

Подавая заявки, производитель находится в значительной *неопределенности*:

– не вполне известна общая нагрузка потребителей ЭЭС в тот или иной час предстоящих суток, хотя с заблаговременностью в один день нагрузка прогнозируется достаточно хорошо;

– неизвестны заявки других производителей (конкурентов) и покупателей электроэнергии;

– самое же главное – неизвестно, чья заявка окажется замыкающей и каковы будут равновесные цены спотового рынка по часам суток.

Таким образом, торговля через спотовый рынок представляет собой фактически *игру*, причем весьма сложную. Будучи свободен в выборе цен в заявках, производитель должен максимизировать свою прибыль, находясь в условиях неопределенности. Он будет выбирать цены исходя из располагаемой информации о ситуации на рынке, своей интуиции, склонности к риску и, возможно, каких-то расчетов. Главными игроками при этом становятся наиболее дорогие производители, которые, с одной стороны, рискуют оказаться невостребованными в некоторые (или даже все) часы суток, а с другой стороны, определяют своими ценовыми заявками равновесную цену всего рынка. Они будут всемерно завышать цены в часы, когда им гарантируется участие в балансе ЭЭС, чтобы компенсировать простои в часы (и дни) с низкими нагрузками потребителей. Остальные (более эффективные) производители, конечно, также заинтересованы в таком повышении цен, которое увеличивает их прибыли.

«Поиграв» на рынке некоторое время, каждый производитель выработает наилучшую для него стратегию подачи ценовых заявок. Легче всего это сделать генерирующим компаниям, владеющим электростанциями разных видов. Такие ЭГК могут «играть» заявками своих наиболее дорогих (замыкающих, пиковых) электростанций, чтобы получать большую прибыль на более эффективных (базисных) электростанциях. Стратегия производителя по заявкам на рынок «на сутки вперед» может сочетаться с его участием в балансирующем рынке, а также в рынках мощности, вспомогательных услуг и «производных», если по-

следние имеются. Такие стратегии будут различаться в зависимости от того, дополняется спотовый рынок платой за мощность или нет.

В спотовых рынках *без платы за мощность* производители не могут подавать ценовые заявки в соответствии с часовыми переменными издержками, так как при этом не будут окупаться их постоянные издержки. Они вынуждены завышать заявляемые цены по сравнению с часовыми предельными издержками (НМС). Если при этом нагрузка электростанций устанавливается Администратором торговой системы по ценовым заявкам производителей, то режим ЭЭС уже не будет оптимальным. Следовательно, при таких спотовых рынках будет не только большая изменчивость цен, но еще и повышение фактических издержек по ЭЭС в целом ввиду неоптимальности ее режимов.

На спотовых рынках, сочетаемых *с платой за мощность*, которая компенсирует постоянные издержки, более вероятно, что ценовые заявки будут близки к часовым предельным издержкам электростанций. Вместе с тем у производителей при сохранении критериев, отмечавшихся выше, появляется больше возможностей (свободы) в выборе стратегии подачи заявок. Опыт показывает, что это приводит в конечном итоге к общему повышению цен на электроэнергию. В частности, это явилось одной из причин отказа от рынка «на сутки вперед» в Великобритании.

**Третий недостаток** спотового рынка – его «*ценовые сигналы*» *недостаточно устойчивы* для привлечения инвестиций в развитие генерирующих мощностей и, самое главное, *поступают слишком поздно*, когда дефицит мощностей уже образовался. Высокие спотовые цены в их части, превышающей издержки производства, часто называют «инвестиционной премией» [71]. Предполагалось, что за счет этой «премии» и должны строиться новые электростанции. Между тем имеется, как минимум, два обстоятельства, затрудняющих или препятствующих такому строительству.

Во-первых, эту «премию» получают только *действующие* производители, участвующие в рынке. Новых же производителей может привлечь лишь *перспектива получения ее* в будущем. Действующие производители, получая «инвестиционную премию», совсем не обязательно будут расходовать ее на строительство новых электростанций. Это не в их интересах, так как появление дополнительных мощностей увеличит предложение на рынке и тем самым снизит цены (при том же самом спросе). Интересы производителей проанализированы в § 2.2 при рассмотрении олигополии.

Во-вторых, для привлечения инвестиций в новые электростанции (как действующих, так и новых производителей) «инвестиционная премия» должна быть, с одной стороны, достаточно большой, а с другой – достаточно длительной (10–15 лет), чтобы инвестиции могли окупиться. Однако отмеченные выше нестабильность и изменчивость цен спотового рынка не способствуют созданию у потенциального инвестора уверенности в окупаемости инвестиций. При

появлении дефицита мощностей высокие цены формируются сначала только в часы (и сезоны) максимальных нагрузок потребителей ЭЭС. «Инвестиционная премия» будет при этом относительно небольшой. Лишь при ужесточении дефицита и устойчиво высоких ценах на спотовом рынке она может стать достаточной для инвестора. Однако и при этом у него должна быть уверенность, что высокие цены продержатся 10–15 лет, необходимых для строительства электростанции и окупаемости инвестиций. Твердой такой уверенности быть не может, так как при конкурентном рынке имеется несколько независимых (и конкурирующих друг с другом) генерирующих компаний, а также могут появиться новые производители. Каждый производитель самостоятельно планирует развитие своих мощностей и принимает решения об инвестировании. Каждый из них при этом рискует, что новые электростанции начнут строить и другие производители, вследствие чего дефицит исчезнет, цены снизятся, и инвестиции не будут возвращены (будут «потеряны» частично или полностью). Таким образом, спотовый рынок *в принципе не может* обеспечить своевременное и тем более оптимальное развитие генерирующих мощностей ЭЭС. Для этого нужно рассматривать рынок электроэнергии в *долгосрочном периоде* (см. гл. 5).

К рассмотренным трем недостаткам можно добавить существование *физического барьера* для новых производителей в краткосрочном периоде; *несоответствие вида кривых краткосрочных издержек электростанций U-образному* виду издержек «типичных» фирм (см. следующий параграф); появление при конкурентном рынке *ценового барьера* для НПЭ в долгосрочном периоде (см. гл. 5) и др. Следовательно, выявившиеся недостатки и общую несостоятельность спотовых рынков электроэнергии можно считать вполне закономерными. Отказ Англии, Бразилии и некоторых стран от спотовых рынков (с переходом на торговлю электроэнергией по долгосрочным контрактам) служит этому подтверждением.

Вместе с тем ряд стран сохраняет спотовые рынки и продолжает «борьбу» с их недостатками, все более усложняя торговлю в интересах, как будет показано позже, производителей электроэнергии.

**Вставка 11. *Спотовые рынки электроэнергии, их недостатки и несостоятельность***

1. Спотовые рынки создавались для торговли электроэнергией в реальном времени (с часовыми или получасовыми интервалами). Они должны были:

- обеспечить торговлю по «справедливым» ценам, отражающим изменения издержек производителей по часам суток (недели, сезонов);
- подавать «ценовые сигналы» для развития генерирующих мощностей ЭЭС.



2. Опыт функционирования спотовых рынков выявил их серьезные недостатки:

- чрезвычайная изменчивость (и непредсказуемость) спотовых цен;
- не компенсируются постоянные издержки производителей, в связи с чем спотовые рынки приходится дополнять платой за мощность, рынками вспомогательных услуг и т.п.;

- «ценовые сигналы» спотовых рынков неустойчивы для привлечения инвестиций и поступают слишком поздно, когда дефицит мощностей уже образовался (а для его устранения потребуется несколько лет).

3. Недостатки спотовых рынков электроэнергии объясняются не вполне реалистичными положениями, заложенными в основу их концепций, которые не учитывают многие свойства и особенности ЭЭС. Действительные издержки производства электроэнергии, а следовательно, ее стоимость и цены, можно определить лишь за краткосрочный (в понятиях микроэкономики) период (год) в целом. Попытки назначения цен для каждого часа суток являются просто неправомочными.

4. Спотовые рынки электроэнергии не являются настоящими краткосрочными рынками и не будут рассматриваться при дальнейшем анализе краткосрочных издержек производства и рынков электроэнергии.

### § 4.3. Краткосрочные издержки электростанций

Проанализируем кривые издержек различных видов электростанций. Рассмотрим *краткосрочные* издержки действующих электростанций (при фиксированных установленных мощностях). Сопоставим вид кривых издержек электростанций с «типичными» кривыми фирм, показанными в § 2.1.

#### Общие условия, зависимости и предположения

Для большей четкости и определенности будем исходить из следующих *предположений*:

1. Краткосрочный период, в течение которого установленные мощности электростанций остаются неизменными, равен 1 году. Соответственно полные издержки электростанций ( $TC$ ,  $FC$  и  $VC$ ) определяются как годовые (за год в целом), а кривые для средних издержек ( $ATC$ ,  $AFC$  и  $AVC$ ) строятся в зависимости от годовой выработки электроэнергии ими.

2. Каждая электростанция будет представляться пока как отдельная фирма. Объединение их в электрогенерирующие компании (ЭГК) или в вертикально-интегрированную компанию (ВИК) будет рассмотрено далее.

3. Будут анализироваться издержки лишь крупных электростанций, непосредственно подключенных к ЭЭС и участвующих в рынке на ее территории. Конкретно, будут рассмотрены следующие виды электростанций: гидравлические (ГЭС), атомные (АЭС), конденсационные (КЭС) на угле и природном газе, теплофикационные (ТЭЦ) на угле и газе.

Электростанции разных видов различаются по составу издержек (постоянных и переменных), режимам работы и др. Например, у ГЭС, как и у других электростанций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), переменные издержки практически равны нулю. Кроме того, годовое производство электроэнергии на ГЭС, определяющее средние общие издержки (*ATC*), зависит от гидрологических условий, т.е. является случайной величиной. Атомным электростанциям по возможности предоставляется базисный режим работы, в то время как остальные электростанции участвуют в покрытии полупиковых и пиковых зон графиков нагрузки. Издержки производства электроэнергии на ТЭЦ зависят от объема производства тепловой энергии (от температур наружного воздуха, также подверженных случайным изменениям). Особое значение для ТЭЦ имеет способ разнесения затрат между производством тепловой и электрической энергии. Имеются и многие другие особенности и различия видов электростанций, которые будут при необходимости отмечаться в дальнейшем.

Анализ издержек электростанций целесообразно проводить, используя их количественные соотношения. При этом наряду с *формой* кривых средних издержек у различных видов электростанций можно будет сопоставить их *численные значения*, что важно для построения кривой предложения производителей электроэнергии для ЭЭС и рынка в целом. В качестве конкретного примера выбрана *Европейская секция ЭЭС России для условий примерно 2010 г.* (в части цен топлива и структуры электростанций).

В табл. 4.1<sup>\*</sup> приведены структура электростанций, ожидаемая в 2010 г. в Европейской секции ЭЭС (включая ОЭС Урала), и основные их показатели, которые нужны для определения издержек или потребуются в дальнейшем. Цифры в таблице следует считать условными, отражающими лишь общее соотношение показателей для различных видов электростанций. В колонках у ТЭЦ остались неопределенными значения топливной составляющей издержек на выработку электроэнергии, так как она зависит от объемов и режимов производства тепловой энергии и от методов разделения общих затрат при комбинированном производстве между этими двумя видами энергии. Более подробно характеристики издержек ТЭЦ будут рассмотрены позднее.

---

\* Таблица построена с использованием данных работы [72] и научных отчетов ИСЭМ СО РАН за 2006–2008 гг.

Экономические показатели даны в долларах США 2005 г., что удобно во многих отношениях, в том числе для сопоставления их с аналогичными показателями за рубежом.

Постоянные издержки ( $FC$ ) в строке 6 определены как доля (строка 5) от удельных капиталовложений (строка 4). Топливная составляющая издержек (строка 8) рассчитана по формуле

$$C_{\text{топ}} = \frac{P_{\text{топ}}}{8150\eta}, \quad (4.9)$$

где КПД  $\eta$  (строка 2) принят с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды электростанции. Следовательно, топливная составляющая определяется для «чистой» (нетто) электроэнергии, отпускаемой от электростанции в систему (поставляемой на рынок).

Т а б л и ц а 4.1

**Структура и показатели электростанций. Европейская секция ЕЭС России, 2010 г.**

№ п/п	Показатели	ГЭС	АЭС	КЭС (уголь)	КЭС (газ) ПТУ	КЭС (газ) ПГУ	ТЭЦ (уголь)	ТЭЦ (газ)
1	Доля в Европейской секции ЕЭС, %	12,0	15,0	10,0	22,0	4,0	2,0	35,0
2	КПД ( $\eta$ ) нетто	–	0,33	0,35	0,39	0,52	?	?
3	Срок службы ( $T_{\text{сл}}$ ), лет	100	50	30	30	30	30	30
4	Удельные капиталовложения ( $k$ ), дол./кВт	2200	1650	1200	950	800	1500	1200
5	Годовые постоянные издержки ( $\mu$ ), доля	0,015	0,065	0,075	0,070	0,070	0,10	0,10
6	Годовые постоянные издержки ( $FC$ ), дол./кВт/год	33,00	107,25	90,00	66,50	56,00	150,0	120,0
7	Цена топлива ( $P_{\text{т}}$ ), дол./т у.т.	–	18,83	45,00	60,00	60,00	45,00	60,00
8	Топливная составляющая издержек ( $C_{\text{топ}}$ ), дол./кВт·ч	–	0,0070	0,0158	0,0189	0,0142	?	?

Нужно особо отметить, что топливная составляющая у АЭС и КЭС *принята постоянной*, не зависящей от объемов и режимов производства электроэнергии. Так часто делают в энергоэкономических расчетах, особенно при рассмотрении перспективного развития ЭЭС. Это соответствует так называемой «линеаризации структуры издержек» (см., например, [3]). Тогда выражение (2.1) для общих издержек за краткосрочный период (год) можно записать в следующем виде:

$$TC = FC + AVC \cdot Q. \quad (4.10)$$

где  $Q$  – объем производства за рассматриваемый период, а  $AVC = \text{const}$ .

Из выражения (4.10) следуют интересные соотношения [3]:

$$ATC = FC / Q + AVC, \quad (4.11)$$

$$AFC = FC/Q \quad (4.12)$$

$$MC = \frac{dTC}{dQ} = AVC = \text{const}, \quad (4.13)$$

$$MC < ATC. \quad (4.14)$$

Эти соотношения означают, что при линеаризованной структуре издержек электростанции (фирмы, компании):

а) кривая предельных издержек ( $MC$ ) и соответственно кривая предложения ( $S$ ) будут представлять горизонтальную линию (кривая  $S$  перейдет в вертикальную линию при достижении максимально возможного объема производства  $Q_m$ );

б) если электростанция выйдет на рынок с такой кривой предложения и равновесие со спросом окажется на горизонтальном ее участке ( $P = MC$ ), то электростанция не будет компенсировать свои постоянные издержки и разорится.

Указанные следствия (или последствия) такой «линеаризации» нужно учитывать при последующем анализе издержек различных видов электростанций. Сейчас же, по аналогии с [3], рассмотрим влияние *режимов использования* электростанций в течение года на их издержки.

Используя данные табл. 4.1, можно рассчитывать средние (удельные) общие издержки ( $ATC$ ) ГЭС, АЭС и КЭС при различном годовом числе часов использования их установленной мощности ( $h$ ). При этом для упрощения будем предполагать, что переменные издержки АЭС и КЭС состоят только из топливных издержек ( $AVC = C_{\text{топ}}$ ), а у ГЭС они вообще равны нулю. Учитывая, что

постоянные издержки  $FC$  (строка 6) выражены в дол./кВт/год, а переменные (топливные) издержки  $C_{\text{топ}} = AVC$  – в дол./кВт·ч, для общих издержек можно записать формулу

$$ATC = FC/h + AVC, \quad (4.15)$$

которая подобна выражению (4.11).

В соответствии с формулой (4.15) по данным табл. 4.1 рассчитаны средние общие издержки ГЭС, АЭС и КЭС в зависимости от годового числа часов использования их мощностей ( $h$ ), которые приведены в табл. 4.2.

Т а б л и ц а 4.2

**Средние общие издержки (ATC) электростанций при различном использовании их мощности в течение года, цент/кВт·ч**

$h$ , ч/год	ГЭС	АЭС	КЭС (уголь)	КЭС (газ) ПГУ	КЭС (газ) ПГУ
1000	3,30	11,43	10,58	8,54	7,02
2000	1,65	6,06	6,08	5,22	4,22
3000	1,17	4,28	4,58	4,11	3,29
4000	0,83	3,38	3,83	3,55	2,82
5000	0,66	2,85	3,32	3,22	2,54
6000	0,55	2,49	3,08	3,00	2,35
7000	0,47	2,28	2,87	2,84	2,22

На рис. 4.1 эти зависимости представлены графически. Можно установить следующие тенденции:

1) издержки ГЭС многократно ниже издержек остальных электростанций во всем диапазоне  $h$ . Однако, как известно, годовая выработка ГЭС (и соответственно годовое число часов использования) ограничена по условиям водотока и является к тому же случайной. Поэтому после  $h = 3000$  ч их издержки показаны штриховой линией – они могут не быть такими, если приточность воды мала. В принципе ГЭС должны использоваться в пиковой зоне суточных графиков нагрузки потребителей настолько, насколько это позволяет объем приточности воды в конкретном году;

2) издержки АЭС самые большие при  $h < 2000$  ч, но становятся меньше издержек КЭС на органическом топливе (кроме КЭС с ПГУ на газе) при  $h > 4000$  ч. В связи с этим АЭС должен предоставляться по возможности базисный режим работы;

3) издержки КЭС на газе с ПГУ во всем диапазоне ниже издержек остальных КЭС и АЭС. К сожалению, к рассматриваемому 2010 г. доля КЭС с ПГУ будет еще относительно небольшой;

4) издержки КЭС на угле *превышают* издержки КЭС на газе во всем диапазоне  $h$ , но при  $h > 3000-4000$  ч они становятся близкими к издержкам КЭС с ПТУ на газе. Это обуславливает целесообразность работы КЭС на газе в пиковом (вместе с ГЭС) и полупиковом режимах, а КЭС на угле в базисном (наряду с АЭС) и полупиковом режимах. При этом загрузка КЭС на угле и газе может быть примерно одинаковой (особенно, если учесть, что топливные издержки у КЭС на угле, наоборот, ниже, чем у КЭС на газе с ПТУ (см. табл. 4.1).

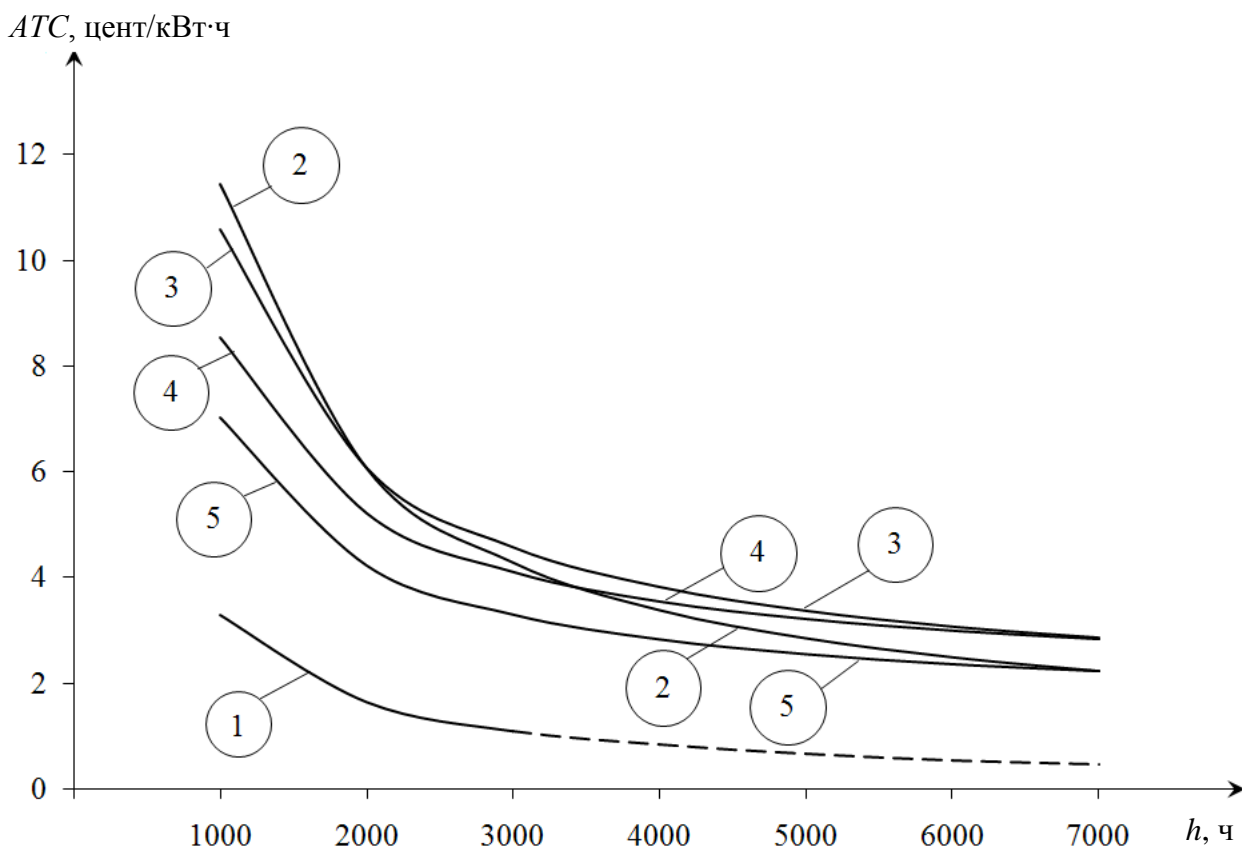


Рис. 4.1. Зависимости средних общих издержек электростанций от годового числа часов использования их установленной мощности. 1 – ГЭС; 2 – АЭС; 3 – КЭС – уголь; 4 – КЭС – газ – ПТУ; 5 – КЭС – газ – ПГУ.

Рассмотренные зависимости и тенденции отражают лишь общее влияние *внутригодовых* режимов работы электростанций на их средние (удельные) издержки. Фактические зависимости могут быть сложнее, особенно у КЭС и тем более у ТЭЦ, которые пока не рассматривались. В конечном итоге необходимо проанализировать кривые *краткосрочных* средних издержек (общих, постоянных и переменных) для различных видов электростанций, а также кривые предельных издержек ( $MC$ ) и кривые предложения ( $S$ ), с которыми электростанции будут выходить на краткосрочный (конкурентный) рынок электроэнергии. К этому мы теперь и переходим.

Краткосрочные, а конкретнее, *годовые издержки* электростанций будут анализироваться в зависимости от годового производства электроэнергии на них при следующих предположениях:

- Установленная мощность каждой электростанции принимается равной 1 ГВт (1000 МВт). Это позволит потом перейти к суммарной мощности электростанций данного вида в Европейской секции ЕЭС.

- Распределение нагрузки между агрегатами (блоками) электростанции осуществляется оптимальным образом (с учетом затрат на их пуски–остановы). При этом будет выравниваться общий КПД электростанции (и ее переменные издержки  $AVC$ ) в диапазоне возможной годовой выработки электроэнергии.

- Внутригодовое распределение нагрузки ЭЭС между различными видами электростанций оптимизируется общепринятыми методами – с оптимизацией «мгновенных» (часовых и суточных) режимов ЭЭС, оптимальным распределением годового стока ГЭС по сезонам года и дням недели и т.п. В связи с этим будут в определенной степени учитываться отмеченные выше тенденции использования различных видов электростанций в базисном, полупиковом и пиковых режимах.

- Характеристики издержек электростанций не зависят от конкретного вида (модели) организации электроэнергетического рынка. Модели рынка будут влиять на ценообразование, что будет рассмотрено в следующем параграфе.

- Годовые издержки электростанций (переменные и общие) являются в значительной степени неопределенными (зависящими от внутригодовых режимов работы электростанций, их структуры в ЭЭС и др.). В случаях, когда эта неопределенность особенно велика, кривые издержек будут даваться некоторой зоной или вариантно.

- Определенная часть установленных мощностей электростанций находится в течение года в ремонтах или в резерве, что уменьшает их выработку по сравнению с теоретически максимально возможной. Поэтому максимальное годовое число часов использования установленной мощности электростанций (в частности, АЭС) при работе их в базисном режиме будет приниматься  $h_{max} = 7000$  ч.

### **Краткосрочные издержки гидроэлектростанций**

Зависимости годовых издержек ГЭС от годовой их выработки более просты, чем для других видов электростанций, так как переменные издержки ГЭС ( $AVC$ ) практически равны нулю. Средние общие издержки ( $ATC$ ) будут состоять только из постоянных издержек ( $ATC = AFC$ ). Соответственно будут равны нулю и предельные издержки ГЭС ( $MC = 0$ ) во всем диапазоне возможной годовой выработки ГЭС.

В то же время годовая выработка ГЭС определяется приточностью воды в том или ином году и является поэтому случайной величиной. Данное обстоятельство вносит еще одну особенность в характеристики годовых издержек ГЭС.

Как уже отмечалось, гидроэлектростанции целесообразно использовать в пиках суточных графиков нагрузки потребителей. Их внутригодовой режим работы будет при этом наиболее неравномерным. Однако это не приводит к существенному ухудшению энергетических показателей ГЭС по двум причинам:

- 1) характеристики КПД агрегатов ГЭС достаточно пологие в большом диапазоне их мощностей (расходов воды);
- 2) количество агрегатов на ГЭС обычно довольно велико (5–10 шт., иногда даже десятки агрегатов), причем какие-либо затраты на пуски–остановы агрегатов практически отсутствуют.

В связи с этим путем выбора оптимального числа работающих агрегатов можно обеспечить высокий КПД (близкий к 95 %) почти во всем диапазоне мгновенных (часовых) мощностей ГЭС.

На рис. 4.2 представлены зависимости краткосрочных издержек ГЭС мощностью 1 ГВт. Учитывая, что переменные издержки у ГЭС практически отсутствуют, вид представленных зависимостей полностью соответствует «линеаризованной структуре издержек», т.е. выражениям (4.10) – (4.14), рассмотренным выше (в которые нужно подставить  $AVC = 0$ ).

Средние общие издержки ГЭС, состоящие только из постоянных издержек ( $ATC = AFC$ ), уменьшаются с увеличением годовой выработки  $Q$ . При установленной мощности ГЭС 1 ГВт кривая  $ATC$  полностью повторяет кривую 1 на рис. 4.1 с уменьшением масштаба оси абсцисс на 3 порядка ( $Q = 1 \text{ ГВт} \times h$ , млрд кВт·ч).

В соответствии с выражением (4.13) предельные издержки ГЭС равны нулю ( $MC = AVC = 0$ ) при любом  $Q$  (на рис. 4.2 они показаны близкими к нулю). При конкурентном оптовом рынке электроэнергии (модели 3 и 4) кривая предложения ГЭС ( $S$ ) на участке до достижения максимально возможной годовой выработки  $Q_m$  будет также равна нулю ( $S = MC = 0$ ), а при  $Q_m$  перейдет в вертикальный участок. Учитывая, что  $Q_m$  является случайной величиной, на рис. 4.2 кривая  $S$  условно показана сплошной линией при  $Q_m = 3$  млрд кВт·ч и штриховой линией (которая будет смещаться) при  $Q_m > 3$  млрд кВт·ч.

Сопоставляя рис. 4.2 с рис. 2.2 в гл. 2, который построен для «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике, можно убедиться, что они имеют принципиальные различия:

- кривая  $ATC$  у ГЭС непрерывно уменьшается, достигая минимума при максимальной годовой выработке  $Q_m$ ;



– кривая предложения  $S$  состоит только из горизонтального (нулевого) и вертикального участков;

– на всем диапазоне  $Q$  предельные издержки меньше средних общих издержек ( $MC < ATC$ ), т.е. соблюдается неравенство (4.14).

Следовательно, гидроэлектростанции совершенно не подпадают под категорию «типичных» фирм, участвующих в «классических» конкурентных рынках.

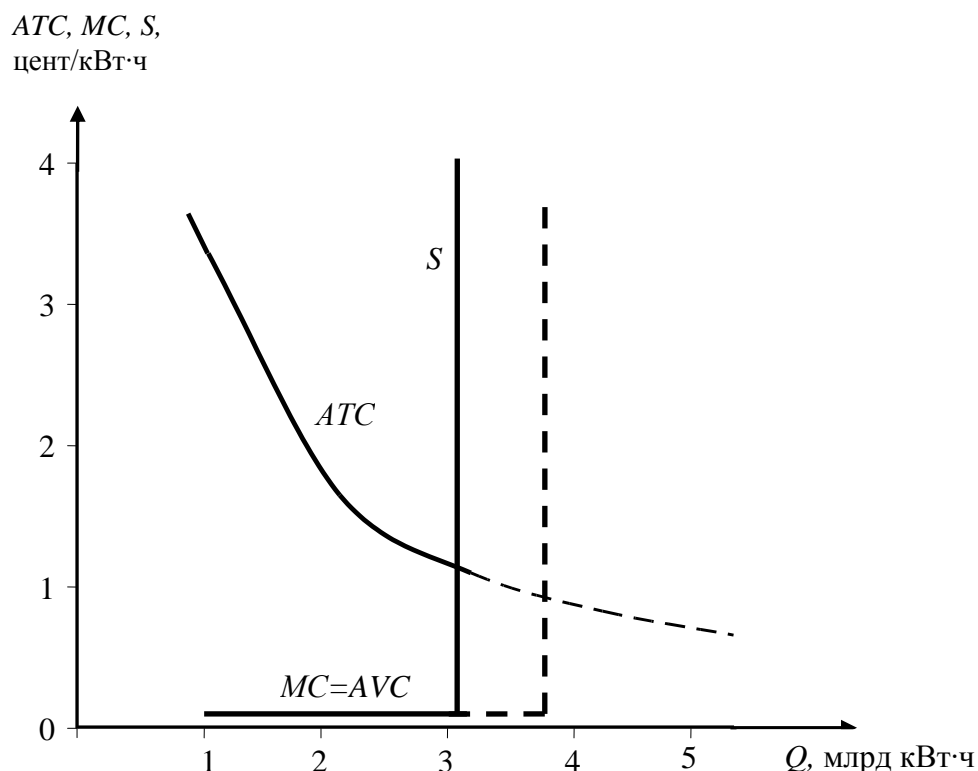


Рис. 4.2. Краткосрочные (годовые) издержки ГЭС мощностью 1 ГВт.

Вместе с тем, представленные на рис. 4.2 зависимости издержек ГЭС являются вполне объективными (реальными). В § 4.4 будет показано, как они могут использоваться для определения агрегированных (полных) издержек производства электроэнергии для ЭЭС в целом (в частности, для вертикально-интегрированных монопольных энергокомпаний).

### Краткосрочные издержки атомных электростанций

В отличие от ГЭС, атомные электростанции целесообразно использовать в базисном режиме. При этом их максимальная годовая выработка будет определяться временем простоя блоков АЭС в плановых и аварийных ремонтах (включая перегрузку топлива). Как уже отмечалось, максимально возможное годовое число часов использования установленной мощности для определенности будет приниматься равным 7000 ч. В принципе, оно может быть меньше,

если в некоторые периоды года АЭС работают не с максимальной мощностью (разгружаются).

Расход топлива (ядерного горючего) на АЭС обычно принимается прямо пропорциональным производству электроэнергии (автору не встречались нелинейные расходные характеристики АЭС). В связи с этим *для АЭС можно считать справедливой «линеаризацию структуры издержек»*, в предположении которой ранее были составлены табл. 4.1 и 4.2, построен рис. 4.1 и записаны выражения (4.10) – (4.14). Это существенно упрощает анализ краткосрочных издержек АЭС.

На рис. 4.3 представлены средние общие ( $ATC$ ), переменные ( $AVC$ ) и предельные ( $MC$ ) издержки, а также кривая предложения ( $S$ ) для АЭС мощностью 1 ГВт. При их построении использованы данные табл. 4.1 и 4.2. Кривая  $ATC$  повторяет кривую 2 на рис. 4.1 с учетом масштаба и диапазонов годовой выработки  $Q$ .

Можно видеть, что характер кривых на рис. 4.3 аналогичен кривым для ГЭС на рис. 4.2, только переменные и предельные издержки равны не нулю, а 0,7 цент/кВт·ч. Средние общие издержки ( $ATC$ ) непрерывно уменьшаются, достигая минимума при максимальной годовой выработке  $Q_m = 7$  млрд кВт·ч. Кривая предложения ( $S$ ), с которой АЭС может выходить на конкурентный рынок, опять-таки имеет лишь горизонтальный и вертикальный участки.

Следовательно, АЭС так же, как и ГЭС, принципиально отличаются по своим экономическим свойствам от «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике. Это, как будет показано позже, существенно влияет на их участие в конкурентных рынках со свободными ценами (модели 3 и 4).

$ATC, AVC, MC, S,$   
цент/кВт·ч

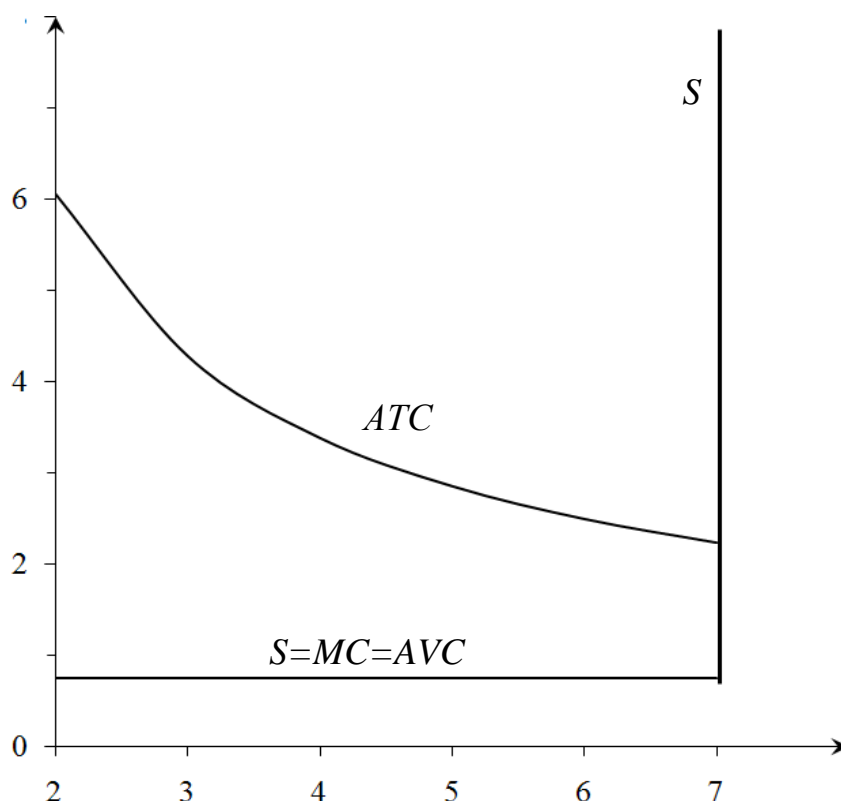


Рис. 4.3. Краткосрочные издержки АЭС мощностью 1 ГВт.

### Краткосрочные издержки КЭС на органическом топливе

Анализ краткосрочных (годовых) издержек КЭС проводить гораздо сложнее, чем для ГЭС и АЭС, так как предположение о постоянстве их переменных издержек ( $HVC$ ) и соответственно о «линеаризации структуры издержек» уже не является очевидным. Хорошо известна нелинейность часовых (мгновенных) расходных характеристик агрегатов (или блоков) КЭС, которая непременно учитывается при оптимизации внутрисуточных режимов ЭЭС. Кроме того, дополнительные расходы топлива при пуске–останове агрегатов КЭС являются довольно значительными и их также нужно учитывать (у ГЭС такие расходы практически отсутствуют, а блоки АЭС останавливаются лишь при ремонтах).

Хотя нас интересуют в конечном итоге зависимости *средних* (удельных) **краткосрочных издержек от годовой выработки КЭС**, анализ целесообразно начать с **часовых, или мгновенных характеристик**. Чтобы отличить их от краткосрочных (годовых) издержек, будем, как и в § 4.1, добавлять перед ними букву  $H$  (hour's).

На рис. 4.4 показана расходная характеристика агрегата или блока КЭС (кривая  $I$ )<sup>\*</sup>. Предполагается, что расход топлива умножен на его стоимость, вследствие чего ее можно интерпретировать как зависимость часовых переменных издержек ( $HVC$ ) от загрузки (рабочей мощности) агрегата. Значение  $HVC_{\Pi}$  соответствует расходу холостого хода, который в данном случае можно считать *постоянными* (часовыми) издержками. Практически всегда после запуска в работу агрегаты имеют минимально допустимую нагрузку ( $N_{\min}$ ), ниже которой они должны уже останавливаться.

На кривой  $I$  представляет интерес точка  $A$ , в которой ее касается прямая, проведенная из начала координат. В этой точке часовые средние (удельные) издержки ( $HAVC$ ) равны предельным издержкам ( $HMC$ ):

$$HAVC = \frac{HVC}{N} = HMC = \frac{dHVC}{dN}. \quad (4.16)$$

---

\* Характеристики газовых турбин имеют другую форму (выпуклые вверх), но мы их рассматривать не будем, так как они вне парогазового цикла в России практически не применяются.

Кривая 2 представляет зависимость от мощности средних издержек (часовых). Она достигает минимума в точке В, соответствующей мощности  $N_0$ . В этой же точке с ней пересекается кривая 3 – часовых предельных издержек. При мощности, меньшей  $N_0$ , кривая *НМС* проходит ниже кривой *НАВС* – пока предельные издержки меньше средних, последние уменьшаются. На участке справа от  $N_0$  предельные издержки превышают средние и последние возрастают вплоть до максимальной мощности  $N_{\max}$ .

Следует заметить, что часовые предельные издержки *НМС* являются полным аналогом характеристик относительных приростов, широко применявшихся при оптимизации суточных режимов работы ЭЭС (см., например, [46, 73, 74]). С такими же издержками, как предполагается в концепциях конкурентного рынка, электростанции должны выходить на спотовые рынки, если они организуются.

Кривые средних (*НАВС*) и предельных (*НМС*) издержек на рис. 4.4 имеют сходство с кривыми издержек «типичных» фирм, представленных на рис. 2.2. Точка В на пересечении кривых *НАВС* и *НМС* на рис. 4.4 соответствует точке А на рис. 2.2.

Вместе с тем имеются принципиальные различия кривых издержек на рис. 2.2 и рис. 4.4:

– на рис. 2.2 представлены зависимости *краткосрочных* (конкретнее, годовых) издержек от *годового* производства продукции  $Q$ , а на рис. 4.4 – зависимости *часовых* издержек от рабочей *мощности* агрегата. Для достижения полной аналогии необходимо осуществить переход от мгновенных (часовых) мощностей к годовой выработке электроэнергии, а такой переход оказывается достаточно сложным и во многом неопределенным;

*HVC*, дол./ч  
*НАВС*, *НМС*,  
 цент/кВт·ч

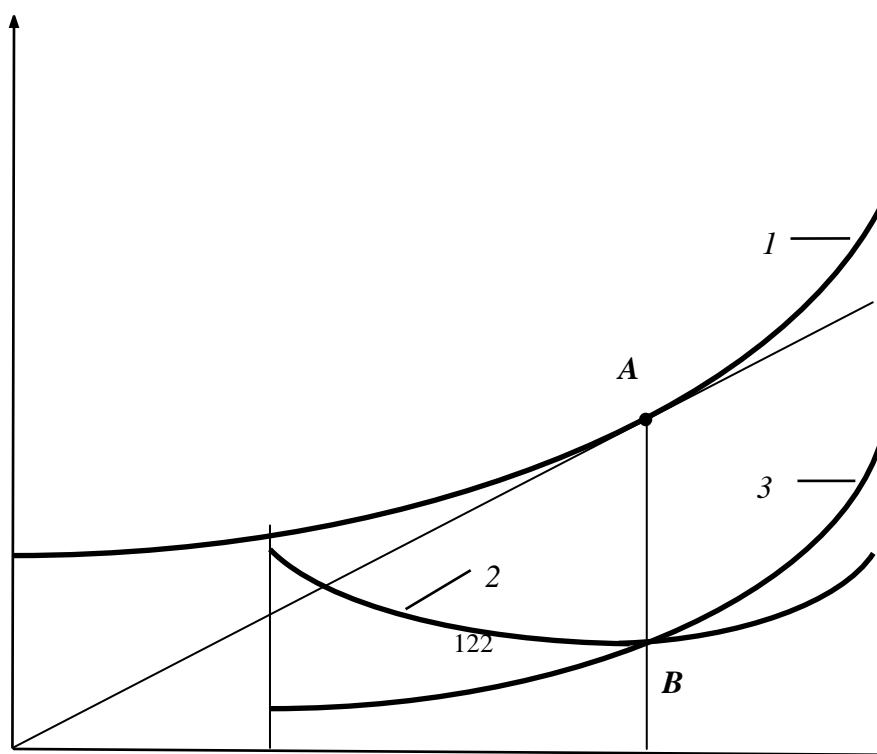


Рис. 4.4. Зависимости часовых издержек агрегата КЭС от мощности. 1 – полные часовые издержки производства; 2 – *НАВС*; 3 – *НМС*.

– рис. 4.4 построен применительно к *одному агрегату* (блоку) КЭС, а рис. 2.2 – для *фирмы* (в нашем случае, электростанции) в целом. Поэтому на рис. 4.4, естественно, отсутствуют постоянные издержки (*AFC*) всей электростанции и ее общие издержки (*ATC*).

Построение *часовых* (мгновенных) характеристик издержек для *всей КЭС*, в принципе, возможно на основе характеристик агрегатов (блоков), хотя при этом будут трудности, связанные с учетом дополнительного расхода топлива на пуски–остановы агрегатов. В частности, характеристики относительных приростов расхода или стоимости топлива (т.е. фактически *НМС*) строились для КЭС тем или иным способом и использовались в 50 – 80-е годы прошлого столетия для оптимального распределения нагрузки ЭЭС между электростанциями [46, 73, 74; и др.]. При этом получали также агрегированные характеристики для ЭЭС в целом, аналогичные кривой предложения отрасли, показанной на рис. 2.3.

Вид кривых часовых издержек КЭС, состоящей из нескольких одинаковых агрегатов (блоков), будет повторять вид кривых на рис. 4.4, если предположить, что *агрегаты находятся в работе* (включены). При таком предположении нужно просто изменить масштабы величин по осям абсцисс и ординат, умножив их на число работающих агрегатов (нагрузку между включенными агрегатами целесообразно распределять равномерно).

Между тем при оптимизации режимов ЭЭС за сутки или неделю в целом, как правило, бывает экономичным останов одного или нескольких агрегатов КЭС в ночные часы или на выходные дни. Целесообразность остановов зависит от многих факторов: расходов топлива на пуски–остановы, суточных и недельных графиков нагрузки потребителей, общего состава (структуры) электростанций разных видов в ЭЭС и др. При останове агрегатов построить характеристики *часовых* издержек (в зависимости от мощности) КЭС уже не представляется возможным. Можно строить зависимости:

– *суточных* издержек от *суточной* выработки (или среднесуточной мощности) КЭС при остановке агрегатов на ночь либо

– *недельных* издержек от *недельного* производства электроэнергии КЭС (или ее средненедельной мощности) при останове агрегатов на выходные дни.

Такие зависимости для суточных или недельных издержек КЭС уже *не будут однозначными*, как для одного агрегата на рис. 4.4 или для нескольких включенных агрегатов. Их вид будет определяться отмеченными выше факторами, главным образом конфигурацией графиков нагрузки потребителей и составом других электростанций в ЭЭС. Для их построения нужно провести достаточно большую серию оптимизационных расчетов суточных или недельных режимов конкретной ЭЭС. Для одной и той же КЭС такие характеристики будут различными в зависимости от указанных факторов, а еще от сезона года. Можно указать, однако, некоторые *общие их особенности*:

– суточные и недельные издержки, аналогично часовым, будут отражать лишь *переменные* издержки КЭС и не включать постоянные издержки электростанции;

– кривые *средних* (удельных) суточных и недельных издержек КЭС будут иметь U-образную форму (как и кривая *НАС* на рис. 4.4), однако область минимальных значений издержек будет «растянутой» благодаря оптимизации состава работающих агрегатов и распределения общей нагрузки КЭС между ними;

– в областях *минимальной* и *максимальной* среднесуточной (или средненедельной) мощности КЭС значения средних издержек *будут повышаться* ввиду общей нелинейности расходной характеристики агрегата (кривой *1* на рис. 4.4).

Эти особенности будут проявляться и в характеристиках *годовых* (собственно, краткосрочных) *издержек* КЭС, которые нас интересуют и к рассмотрению которых мы переходим.

Зависимости средних (*ATC*, *AVC*) и предельных (*MC*) издержек КЭС от их годовой выработки будут сложнее, чем рассмотренные зависимости для ГЭС (рис. 4.2), у которых переменные издержки практически равны нулю, и для АЭС (рис. 4.3), переменные издержки которых можно считать постоянными. Нелинейность расходных характеристик агрегатов КЭС (рис. 4.4) будет проявляться и в годовом разрезе, хотя и в гораздо меньшей степени. Пренебречь этой нелинейностью, по-видимому, было бы неправомочно.

Средние постоянные издержки (*AFC*) будут, естественно, зависеть только от годовой выработки КЭС  $Q$ . Переменные же (*AVC*) и общие (*ATC*) издержки будут определяться внутригодовыми режимами работы КЭС. Влияние суточных и недельных режимов уже было рассмотрено выше. Оно состояло, главным образом, в «сглаживании» (уменьшении нелинейности) кривых переменных издержек ввиду остановов части агрегатов КЭС и оптимального распределения общей нагрузки КЭС между ними. Кроме этого, при рассмотрении внутригодовых режимов КЭС следует учитывать:

а) *изменения нагрузки потребителей ЭЭС по сезонам года.* В сезоны максимальных нагрузок КЭС будут загружаться в большей степени, причем в некоторые часы – вплоть до максимальной располагаемой мощности;

б) *размещение на КЭС оперативных резервов мощности ЭЭС.* Естественно, оно будет зависеть от общей структуры генерирующих мощностей ЭЭС и может быть различным в разных ЭЭС и в разные сезоны года;

в) *простои части агрегатов электростанций в плановых и аварийных ремонтах,* притом не только на КЭС, но и на других видах электростанций;

г) *оптимизацию режимов ЭЭС во всех временных разрезах (циклах) года и при любом составе работающего оборудования.* При этом будет обеспечиваться наиболее благоприятный режим работы КЭС (с наименьшими удельными расходами топлива).

В связи с указанными обстоятельствами можно констатировать следующее. Во-первых, большую часть года (часов года) КЭС будут работать с промежуточными (не максимальными и не минимальными) нагрузками, соответствующими оптимальным режимам ЭЭС в целом, включая оптимальные состав работающего оборудования электростанций и размещение резервов мощности. Это приводит к еще большему «сглаживанию» кривых *годовых* переменных издержек КЭС по сравнению с рассмотренными ранее суточными и недельными издержками. Вместе с тем в часы года, когда КЭС работают с максимальными или, наоборот, минимальными нагрузками, удельные расходы топлива и издержки КЭС будут повышаться.

Во-вторых, характеристики годовых издержек КЭС будут в еще большей мере неоднозначными (неопределенными), чем характеристики суточных и недельных издержек. Их конкретный вид можно указать только приближенно с отражением лишь общих отмеченных тенденций.

С учетом изложенного на рис. 4.5 представлен возможный вид краткосрочных издержек КЭС *на газе с паротурбинными установками* общей мощностью 1 ГВт. За основу приняты показатели такой КЭС с «линеаризованной структурой издержек», приведенные в табл. 4.1 и 4.2. Для сокращения размеров рис. 4.5 диапазон годовой выработки КЭС  $Q$  принят 2–7 млрд кВт·ч, что соответствует  $h = 2000–7000$  ч/год.

С некоторой степенью условности (экспертно) принято, что в диапазоне  $Q=3–5$  млрд кВт·ч для КЭС обеспечивается наиболее благоприятный режим, и переменные издержки ( $AVC$ ) будут равны 1,89 цент/кВт·ч. При  $Q < 3$  млрд кВт·ч и  $Q > 5$  млрд кВт·ч они возрастают.

Соответственно предельные издержки ( $MC$ ) будут:

- равны переменным ( $MC = AVC$ ) в диапазоне  $Q = 3–5$  млрд кВт·ч,
- превышать последние ( $MC > AVC$ ) при  $Q > 5$  млрд кВт·ч

– и, наоборот, быть меньше их ( $MC < ATC$ ) при  $Q < 3$  млрд кВт·ч.

Кривая предложения КЭС ( $S$ ) будет совпадать с кривой  $MC$  при  $Q > 5$  млрд кВт·ч и переходить в вертикальный участок при максимально возможной выработке  $Q_m = 7$  млрд кВт·ч.

Показанный вид кривой переменных издержек  $AVC$  отразится на кривой общих издержек  $ATC$ , которая замедлит свое падение при  $Q > 5$  млрд кВт·ч и даже несколько возрастет при максимальной выработке  $Q_m = 7$  млрд кВт·ч.

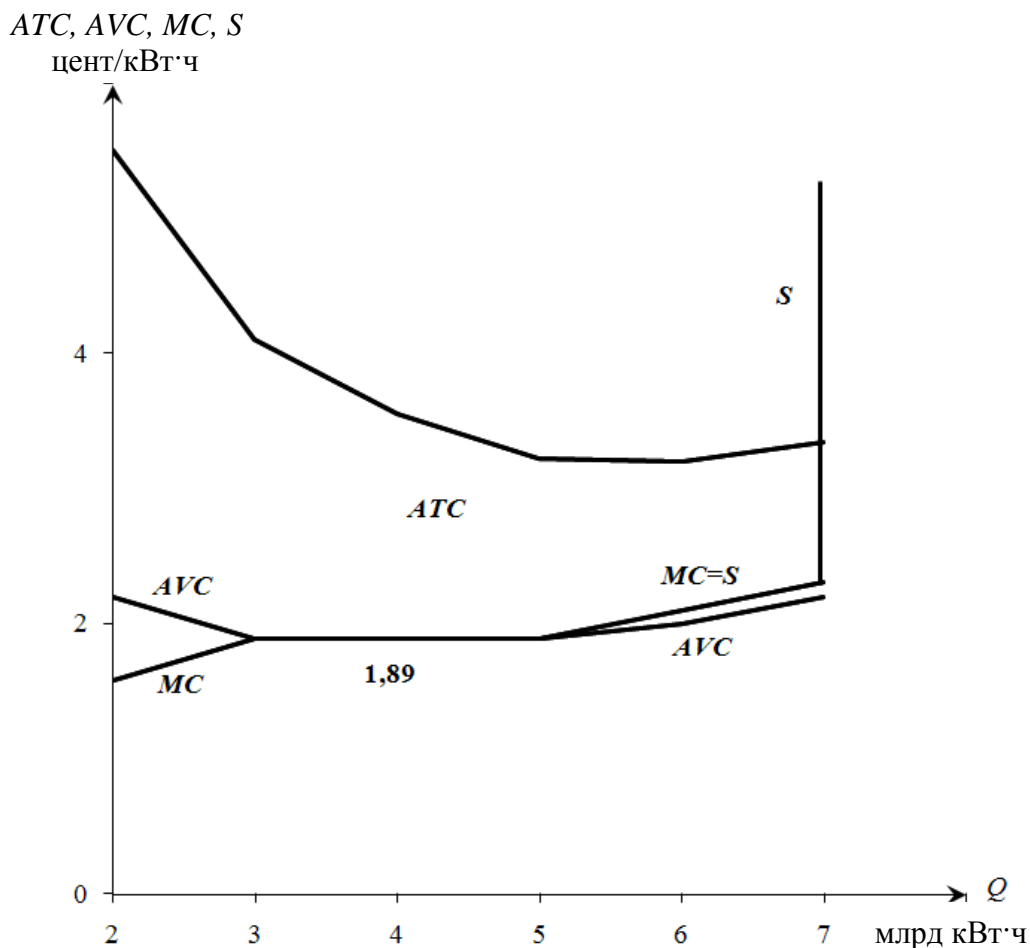


Рис. 4.5. Краткосрочные издержки КЭС–газ–ПТУ мощностью 1 ГВт.

Таким образом, можно ожидать, что вид кривых краткосрочных (годовых) издержек КЭС несколько отличается от кривых издержек ГЭС и АЭС, приближаясь к виду издержек «типичных» фирм (рис.2.2). В то же время следует отметить, что

- $U$ -образная форма кривой  $AVC$  очень слабо выражена, а
- кривая  $MC$  может и не пересекать кривую  $ATC$ , т.е. кривая предложения  $S$  не обеспечит окупаемость постоянных издержек  $AFC$ .

Это отразится на участии КЭС в конкурентном рынке электроэнергии.



Несмотря на всю условность рис. 4.5, связанную с отмечавшимися ранее неопределенностью и трудностями в построении кривых краткосрочных издержек КЭС, можно полагать, что подобный вид кривых будет и у других видов КЭС (на угле и на газе с ПГУ).

### Краткосрочные издержки ТЭЦ

Анализ краткосрочных (годовых) издержек ТЭЦ представляется наиболее сложным, трудным и неопределенным. Нас интересуют издержки ТЭЦ на производство электроэнергии, которые определяют их участие (вместе с другими электростанциями) в рынке электроэнергии. Однако *наряду с электроэнергией ТЭЦ производят тепло* (так мы будем для краткости называть тепловую энергию), и это сильно усложняет анализ.

Хорошо известно, что *комбинированная* выработка тепла и электроэнергии на ТЭЦ дает экономию капиталовложений и издержек по сравнению с их *раздельным* производством в котельных и на КЭС. Именно путем сопоставления затрат на раздельное и комбинированное энергоснабжение определяется экономическая эффективность конкретных ТЭЦ. Она зависит от многих факторов и условий: концентрации тепловых нагрузок, вида и стоимости топлива, технологий, применяемых на ТЭЦ, котельных и КЭС, и др. В связи с широким разнообразием этих условий по территории страны и населенным пунктам (включая находящиеся в них промышленные предприятия), тепловые и электрические мощности ТЭЦ и другие их параметры и технико-экономические показатели также весьма разнообразны. Фактически каждая ТЭЦ индивидуальна по своим параметрам, оборудованию и показателям.

Вместе с тем можно полагать, что на ТЭЦ (если она построена) обеспечивается определенная *экономию* затрат и издержек *от комбинированного производства* тепла и электроэнергии. Мы будем исходить из такого предположения, хотя практически оно может и не всегда выполняться, если фактические условия работы ТЭЦ существенно отличаются от тех, которые закладывались при их проектировании.

Главная трудность в определении издержек ТЭЦ на производство электроэнергии состоит *в разнесении общих затрат* на комбинированную выработку тепла и электроэнергии *между этими двумя видами энергии*. Дело в том, что *вполне объективного* (обоснованного) *метода*, или способа разнесения этих затрат *не существует*. Целесообразность отнесения получаемой экономии (т.е. удешевления) на тепловую или электрическую энергию определяется конкретными условиями в значительной степени субъективно. Например, в СССР было принято всю экономию относить на электроэнергию (считать, что комбинированное производство на ТЭЦ снижает удельные расходы топлива на выработку

электроэнергии). В то же время в ФРГ, наоборот, эта экономия относилась на тепло для привлечения (расширения круга) потребителей тепловой энергии. Сейчас этот способ все более распространяется и в России. В принципе возможно разнесение этой экономии в некоторой пропорции на оба вида энергии (в частности, пропорционально объемам производства тепловой и электрической энергии).

Таким образом, издержки ТЭЦ на производство электроэнергии будут зависеть от способа разнесения экономии, достигаемой при комбинированной выработке, на эти два вида энергии. Причем разносить нужно не только экономию переменных (топливных) издержек, но и постоянные издержки ТЭЦ, в частности ее общие капиталовложения. Это, естественно, создает неопределенность при расчете рассматриваемых издержек.

Кроме того, ТЭЦ имеют множество других особенностей, приводящих к разнообразию их параметров и экономических показателей:

- Индивидуальность каждой ТЭЦ по объемам и видам тепловых нагрузок (пар различных потенциалов, горячая вода для отопления и горячего водоснабжения). В связи с этим на ТЭЦ могут в различных сочетаниях устанавливаться разные типы теплофикационных турбин (с противодавлением, с одним или несколькими отборами пара), газотурбинные установки (ГТУ) и даже чисто конденсационные турбины. Соответственно будут различными комбинации котельного оборудования и общие мощности ТЭЦ по производству тепловой и электрической энергии.

- Возможность производства электроэнергии по конденсационному режиму (без производства тепла) и отпуска тепловой энергии через редуцирующе-охладительные устройства (РОУ) помимо турбин (без производства электроэнергии). В конденсационном режиме удельные расходы топлива (и топливные издержки) на 1 кВт·ч электроэнергии оказываются у ТЭЦ значительно выше, чем при комбинированной выработке, и даже несколько выше, чем у КЭС. Отпуск тепла через РОУ также увеличивает удельный расход топлива, однако мы такой режим рассматривать не будем, так как нас интересуют только издержки на производство электрической энергии.

- Принципиальное отличие режимов работы и экономических показателей большинства ТЭЦ в отопительный (зимний в России) и неотопительный сезоны. Это обусловлено большой (как правило) долей нагрузок ТЭЦ для отопления городов и населенных пунктов. В неотопительный сезон сохраняются только производственные тепловые нагрузки и горячее водоснабжение. Электроэнергия при этом вырабатывается в основном в конденсационном (менее экономичном) режиме. Длительность отопительного сезона зависит от климатиче-

ских условий и изменяется по территории страны (и, в какой-то мере, от года к году).

- Могут различаться также виды и стоимость топлива, условия водоснабжения ТЭЦ и некоторые другие факторы.

В связи с отмеченными особенностями (и неопределенностями) характеристики краткосрочных издержек ТЭЦ можно построить, лишь приняв достаточно много предположений, характеризующих конкретные условия их сооружения и функционирования. Мы попытаемся это сделать *в качестве примера применительно к некоторой «характерной» ТЭЦ на газе* с паротурбинными установками (ПТУ), преобладающими в Европейской части России. За основу будут приняты показатели такой ТЭЦ, приведенные в табл. 4.1:

- удельные капиталовложения 1200 дол./кВт электрической (эл.) мощности;

- годовые постоянные издержки ( $FC$ ) 120 дол./кВт (эл.)/год (или 10 % от удельных капиталовложений);

- цена топлива 60 дол./т у.т.

Сделаем следующие конкретные предположения:

1. Установленная электрическая мощность ТЭЦ (номинальная мощность турбогенераторов) равна 1 ГВт (как и для других рассмотренных ранее видов электростанций). Максимальная мощность ТЭЦ по отпуску тепловой энергии также равна 1 ГВт (860 Гкал/ч). Ввиду равенства этих мощностей, разнесем поровну удельные капиталовложения и годовые постоянные издержки, указанные выше, между производством тепловой и электрической энергии. Тогда *постоянные издержки* нашей ТЭЦ на производство электроэнергии будут составлять **60** дол./кВт (эл.)/год.

2. Длительность отопительного сезона, когда осуществляется комбинированная выработка тепла и электроэнергии, примем равной 4000–4500 ч/год.

Рассмотрим три способа разнесения переменных (топливных) издержек ТЭЦ между теплом и электроэнергией:

- 1) *вся экономия* от комбинированной выработки *относится на электроэнергию*, которая будет при этом наиболее дешевой. Экспертно примем, что в данном случае

- удельный расход условного топлива на производство электроэнергии составит  $q_1 = 200$  г у.т./кВт·ч, а

- средние (удельные) переменные издержки (при стоимости топлива 60 дол./т у.т.)  $AVC_1 = 1,20$  цент/кВт·ч;

- 2) *вся экономия относится на тепловую энергию*. Электроэнергия, естественно, будет значительно дороже. Если принять, что

– удельный расход топлива будет при этом примерно таким же, как у КЭС,  $q_2 = 315$  г у.т./кВт·ч, то

– средние переменные издержки составят  $AVC_2 = 1,89$  цент/кВт·ч;

3) некоторый *промежуточный* способ, для которого приняты

– удельный расход топлива  $q_3 = 250$  г у.т./кВт·ч и

– средние переменные издержки  $AVC_3 = 1,50$  цент/кВт·ч.

Указанные три способа и полученные для них значения переменных издержек отражают отмечавшуюся выше неопределенность в разнесении экономии от комбинированной выработки между производством тепла и электроэнергии. Принятые цифры удельных расходов топлива следует считать условными – для конкретных ТЭЦ они могут различаться существенным образом.

3. Максимальное производство электроэнергии рассматриваемой ТЭЦ примем 7 млрд кВт·ч, что соответствует использованию ее установленной электрической мощности 7000 ч/год. Дополнительная выработка электроэнергии (сверх комбинированного ее производства в отопительный период) будет осуществляться *в основном в конденсационном режиме* (хотя возможна комбинированная выработка тепла для промышленных нужд и горячего водоснабжения), с более высокими удельными расходами топлива и переменными издержками. Примем для этого режима следующие значения:

– удельный расход условного топлива  $q = 330$  г у.т./кВт·ч;

– средние переменные издержки  $AVC = 1,98$  цент/кВт·ч.

С учетом сделанных предположений в табл. 4.3 приведен расчет средних (удельных) издержек рассматриваемой ТЭЦ при различном годовом производстве электроэнергии.

Постоянные издержки ( $AFC$ ) рассчитывались по формуле:

$$AFC = FC / Q, \quad (4.12)$$

где  $FC = 60 \times 10^6$  дол./год.

Переменные издержки ( $AVC$ ) при комбинированной выработке указаны для всех трех способов разнесения достигаемой экономии. Как и для конденсационного режима, они приняты постоянными, не зависящими от объемов производства электроэнергии. С одной стороны, это объясняется общей неопределенностью характеристик издержек, вызванной многообразием внутригодовых (суточных, недельных, сезонных) режимов работы ТЭЦ с различными пропорциями производства тепловой и электрической энергии и разными составами работающего оборудования. С другой стороны, автору не удалось найти материалов, по которым можно было бы количественно оценить зависимости издержек ТЭЦ от годового производства электроэнергии.

В соответствии с данными табл. 4.3 на рис. 4.6 построены кривые издержек ТЭЦ на производство электроэнергии. Можно видеть, что кривые переменных ( $AVC$ ) и общих ( $ATC$ ) издержек имеют «переломы» при переходе с комбинированной выработки на конденсационный режим. В связи с постоянством переменных издержек на этих двух участках, они представляют также и предельные издержки ( $MC = AVC$ ). При этом последние везде меньше общих издержек ( $MC < ATC$ ).

В целом кривые краткосрочных издержек ТЭЦ (как и других видов электростанций) существенно отличаются от кривых издержек «типичных» фирм (см. рис. 2.2).

Следует еще раз отметить неопределенность издержек ТЭЦ на производство электроэнергии при комбинированной выработке (штриховые линии на рис. 4.6). Эффективность (и даже сама возможность) участия ТЭЦ в конкурентном рынке электроэнергии будет зависеть от цен (или тарифов) на тепловую энергию. Особенно сложной ситуация будет в случае, когда наряду с конкурентным рынком электроэнергии организуется конкурентный же (со свободными ценами) рынок тепла. При этом ТЭЦ будет участвовать в двух рынках и должна будет каким-то образом координировать свои ценовые заявки (или контракты) на тепловую и электрическую энергию. Если рынок тепла отсутствует и тарифы на тепловую энергию, отпускаемую от ТЭЦ, регулируются, то экономия от комбинированной выработки будет относиться на электроэнергию «по остатку». В этом случае прибыльность (или убыточность) функционирования ТЭЦ будет определяться ценами, формирующимися на рынке электроэнергии.

Т а б л и ц а 4.3

**Удельные издержки на производство электроэнергии ТЭЦ  
электрической мощностью 1 ГВт, цент/кВт·ч**

Годовое производство электроэнергии $Q$ , млрд кВт·ч	Постоянные издержки $AFC$	Переменные издержки $AVC$			Конденсационный режим	Общие издержки $ATC^*$
		Комбинированная выработка				
		1	2	3		
1,0	6,00	1,20	1,89	1,50		7,50
2,0	3,00	1,20	1,89	1,50		4,50
3,0	2,00	1,20	1,89	1,50		3,50
4,0	1,50	1,20	1,89	1,50		3,00
5,0	1,20				1,98	3,18
6,0	1,00				1,98	2,98

7,0	0,86				1,98	2,84
-----	------	--	--	--	------	------

\* При 3-м (промежуточном) способе разнесения экономии от комбинированной выработки.

Таким образом, участие ТЭЦ в конкурентном рынке электроэнергии оказывается значительно сложнее, чем у других электростанций. Гораздо проще, когда цены как на тепло, так и на электроэнергию регулируются, причем взаимосвязано и комплексно для ТЭЦ в целом.

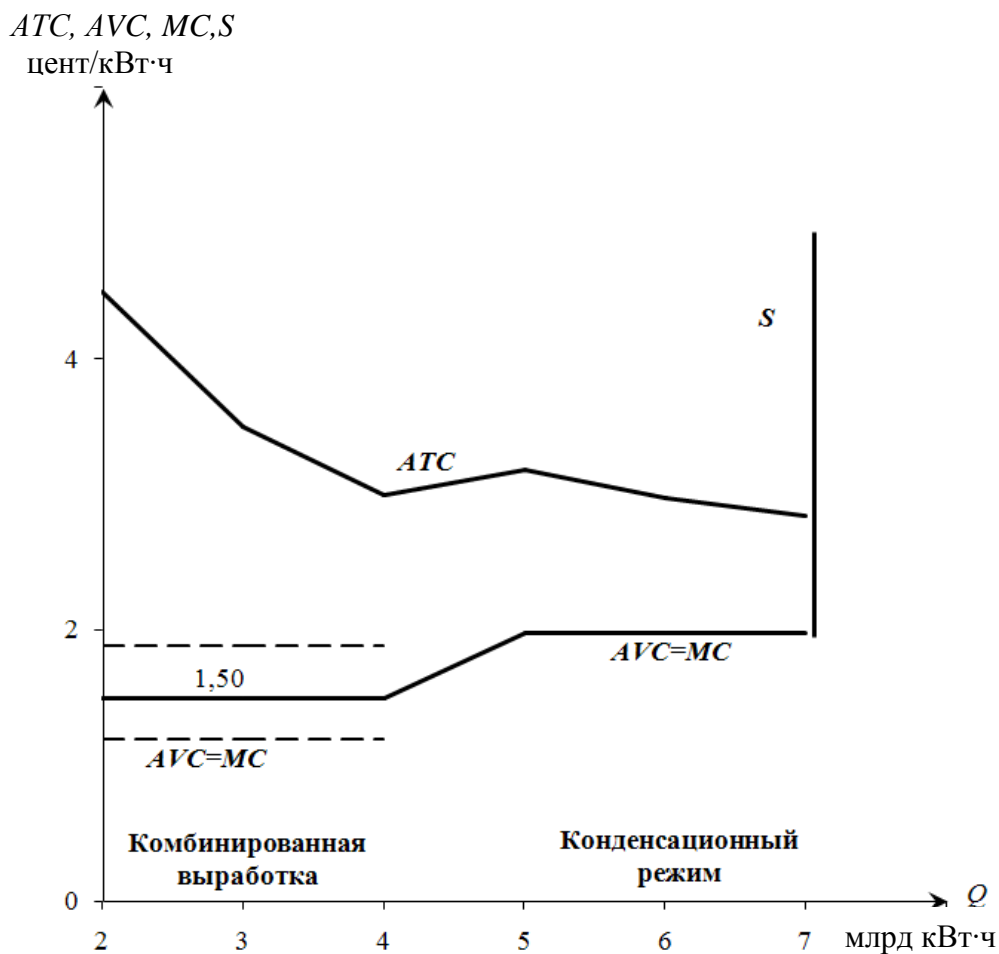


Рис. 4.6. Краткосрочные издержки на производство электроэнергии ТЭЦ на газе с ПТУ электрической мощностью 1 ГВт.

### Сопоставление краткосрочных издержек электростанций с издержками «типичных» фирм

Напомним, что речь идет об издержках фирм (и электростанций) в *краткосрочном* периоде, в течение которого производственная мощность фирмы не

изменяется (фиксирована). Для определенности мы приняли длительность этого периода равной 1 году.

Анализируя рис. 4.2, 4.3, 4.5, 4.6 и сопоставляя их с рис. 2.2, можно установить следующие основные отличия кривых издержек электростанций от аналогичных кривых «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике.

**1. Кривые переменных (AVC) и общих (ATC) издержек электростанций не имеют U-образную форму** (минимума), как это принимается для «типичных» фирм. Средние (удельные) общие издержки (ATC) достигают минимума при максимально возможной годовой выработке электростанций.

Исключение могут составить издержки КЭС, которые несколько повышаются при годовом числе часов использования их установленной мощности более 6000. Однако при отсутствии дефицита мощностей в ЭЭС, размещении на КЭС части необходимых резервов и ежечасной оптимизации режимов электростанций реальная загрузка КЭС не будет достигать таких значений. Поэтому и для КЭС можно считать общие издержки (ATC) непрерывно уменьшающимися с увеличением годовой выработки.

Данную особенность можно объяснить одним из свойств ЭЭС, рассмотренных в гл. 1, – *высокая механизация, автоматизация и даже роботизация* (на АЭС) процессов производства, транспорта и распределения электроэнергии. При этом все производственные линии и узлы электростанций создаются под полную установленную их мощность. Вследствие этого на электростанциях:

- высока доля постоянных издержек, удельная величина которых уменьшается с увеличением годовой выработки электроэнергии;

- имеется лишь административный, дежурный и ремонтный персонал, численность которого практически не зависит от фактического производства электроэнергии. Зарплата этого персонала также относится к постоянным издержкам;

- переменные издержки состоят практически только из затрат на топливо, причем, благодаря оптимизации состава работающего оборудования электростанций и режимов ЭЭС вообще, их удельная величина мало зависит от годовой выработки КЭС и ТЭЦ. Атомные электростанции работают обычно в равномерном базисном режиме, а у ГЭС переменные издержки вообще отсутствуют.

**2. Предельные издержки электростанций (MC), как правило, равны переменным издержкам (AVC) и всегда остаются меньше общих издержек (ATC).** У «типичных» фирм (см. рис.2.2) предельные издержки превышают переменные и общие издержки на восходящих ветвях U-образных кривых AVC и ATC.

Это означает, что электростанции не могут выходить на рынок со своими предельными издержками (как это предполагается для «типичных» фирм), так как не будут компенсироваться (окупаться) их постоянные издержки. *Электро-*

станции должны участвовать в рынке (подавать ценовые заявки или заключать контракты), исходя из своих общих издержек (АТС).

**3. Характеристики краткосрочных издержек электростанций являются в большой степени неопределенными.** Обусловлено это многими факторами и особенностями:

– у ГЭС неопределенной (случайной) является годовая выработка электроэнергии, зависящая от приточности воды;

– неопределенность годовых издержек КЭС вызывается многообразием внутригодовых (суточных, недельных, сезонных) режимов их работы, зависящих от общей структуры (состава) генерирующих мощностей ЭЭС;

– у ТЭЦ, помимо многообразия внутригодовых режимов, неопределенность вносят колебания температур наружного воздуха, а также разнообразие (индивидуальность) конкретных ТЭЦ по их параметрам и составу оборудования.

Только у атомных электростанций характеристики краткосрочных издержек оказываются достаточно определенными, благодаря отмечавшемуся их равномерному (базисному) режиму работы.

Указанные отличия (особенности) характеристик издержек электростанций создают, как было показано в предыдущем параграфе, трудности (и даже препятствия) в организации спотового рынка электроэнергии. Они влияют также на формирование оптовых цен краткосрочного конкурентного рынка, рассматриваемого в следующем параграфе.

### **Вставка 12. Особенности краткосрочных издержек электростанций**

1. Краткосрочные (годовые) издержки электростанций принципиально отличаются от мгновенных (часовых) издержек, которые используются при оптимизации режимов ЭЭС. Краткосрочные издержки включают постоянные издержки и зависят от годового производства электроэнергии.

2. Кривые краткосрочных издержек электростанций *не имеют U-образной* (с минимумом) формы, как это принимается в микроэкономике для «типичных» фирм. Средние (удельные) общие издержки (АТС) достигают минимума при *максимально возможной* годовой выработке электростанции. Объясняется это высокой механизацией и автоматизацией процессов производства электроэнергии, проектированием всего оборудования электростанции на ее полную установленную мощность и практической независимостью численности персонала от фактического производства электроэнергии.

3. Переменные издержки (AVC) тепловых электростанций (и АЭС) *состоят только* из затрат на топливо (у ГЭС они равны нулю). Предельные издержки (MC), как правило, равны переменным (AVC) и *всегда меньше*



общих издержек (*ATC*). Это означает, что при выходе на рынок с предельными издержками (*MC*), как это предполагается для «типичных» фирм, у электростанций не будут компенсироваться постоянные издержки (*AFC*). Так происходит, в частности, на спотовых рынках электроэнергии.

Поэтому электростанции должны участвовать в рынке (заключать контракты), исходя из своих *краткосрочных* (годовых) *общих издержек* (*ATC*).

#### **§ 4.4. Краткосрочные издержки генерирующих компаний и формирование цен на оптовом рынке электроэнергии**

Проанализируем *краткосрочные* (годовые) издержки вертикально-интегрированных компаний (ВИК) и отдельных электрогенерирующих компаний (ЭГК) на основе кривых издержек различных видов электростанций, полученных в § 4.3. Будем предполагать, что установленные мощности электростанций (и компаний в целом) фиксированы (неизменны), а годовая выработка может изменяться в некоторых (реалистичных) пределах. С использованием характеристик издержек ВИК и ЭГК проиллюстрируем формирование цен оптового рынка в случае их регулирования (модели 1 и 2) и при свободных ценах (модели 3 и 4). В частности, покажем образование «излишка производителя» при нерегулируемых ценах. Как и в § 4.3, характеристики издержек будут строиться на примере Европейской секции ЕЭС России для уровня 2010 г.

Для вертикально-интегрированных компаний (модель 1) рассмотрим издержки только в *сфере генерации*. К ним потом (при определении тарифов для потребителей) добавляются издержки в остальных сферах, от которых мы здесь отвлечемся. ВИК включает, естественно, *все* электростанции на снабжаемой ею территории. Кроме того, у нее может быть обмен электроэнергией (покупка или продажа) с соседними ВИК, который будет влиять на тарифы потребителей, однако здесь нас будут интересовать только издержки генерации самой ВИК.

Электрогенерирующие компании могут состоять из одной или нескольких электростанций. Случай одной электростанции уже рассмотрен в § 4.3, поэтому будем анализировать второй более общий случай. Электростанции, принадлежащие одной ЭГК, могут быть как одинакового, так и разных видов, причем они могут быть рассредоточены по территории страны. Для сопоставимости предположим, что электростанции отдельных (независимых) ЭГК находятся на территории той же рассматриваемой ВИК.

Характеристики издержек ЭГК не зависят от модели организации электроэнергетического рынка, однако их участие в оптовом рынке будет различным при регулировании цен (модель 2) и при свободных ценах (модели 3 и 4). Формирование цен (тарифов) при их регулировании будет практически таким же, как и при монополевой ВИК. Для конкурентных рынков оно будет принципиально другим.

### Краткосрочные издержки ВИК

Аналогично § 4.3 определим зависимости средних (удельных) постоянных ( $AFC_{\text{ВИК}}$ ), переменных ( $AVC_{\text{ВИК}}$ ) и общих ( $ATC_{\text{ВИК}}$ ) издержек ВИК, выраженных в цент/кВт·ч, от годовой выработки компании  $Q_{\text{ВИК}}$ , измеряемой в миллиардах кВт·ч. Фиксированная установленная мощность ВИК представляет собой сумму установленных мощностей входящих в нее электростанций (для упрощения будем разделять электростанции только по их видам  $i = 1, \dots, I$ ):

$$N_{\text{ВИК}} = \sum_{i=1}^I N_i . \quad (4.17)$$

Годовая выработка электроэнергии ВИК будет также равна сумме годовых объемов производства отдельных видов электростанций ( $Q_i$ ), которые можно характеризовать годовыми числами часов использования установленной мощности ( $h_i$ ):

$$Q_{\text{ВИК}} = \sum_{i=1}^I Q_i = \sum_{i=1}^I h_i N_i . \quad (4.18)$$

При построении зависимостей издержек ВИК будет задаваться несколько значений  $Q_{\text{ВИК}}$ , которые возможны при ее фиксированной установленной мощности  $N_{\text{ВИК}}$ . Эти значения необходимо распределить между выработкой отдельных видов электростанций  $Q_i$ , от которых будут зависеть издержки этих видов. Такое распределение делается в предположении, что внутригодовые режимы ЭЭС (в суточном, недельном и годовом разрезах) *оптимизируются по критерию минимума переменных издержек* ВИК в целом. Как известно, при оптимизации режимов ЭЭС наиболее эффективные виды электростанций загружаются или используются полностью, а остальные замыкают в определенной пропорции балансы мощности и энергии системы. С учетом опыта оптимизации режимов ЭЭС России, а также расчетов, приведенных в § 4.3 (см. рис. 4.1), можно сделать следующие предположения:

– *годовая выработка ГЭС*, возможная по гидрологическим условиям (с учетом оптимального ее распределения водохранилищами по часам суток и се-

зонам года), *используется полностью*. Количество часов использования установленной мощности ГЭС составляет при этом 3000–4000 ч/год;

– *располагаемая мощность АЭС*, которым предоставляется базисный режим, также *используется полностью*. Их установленная мощность используется около 7000 ч/год (как это принято в § 4.3);

– *электроэнергия, вырабатываемая ТЭЦ в комбинированном режиме* (с производством тепла), тоже *используется полностью*. Использование установленной электрической мощности ТЭЦ в этом режиме составляет 4000–4500 ч/год;

– *замыкать баланс энергии ЭЭС (ВИК) будут КЭС и конденсационная выработка ТЭЦ*. Их годовая выработка будет определяться конфигурациями суточных и годовых графиков нагрузки потребителей, а также общим годовым потреблением электроэнергии.

С учетом этих предположений определяется годовая выработка отдельных видов электростанций  $Q_i$  при заданном производстве электроэнергии ВИК в целом  $Q_{\text{ВИК}}$ .

Перейдем непосредственно к анализу и построению *издержек ВИК*, применяя те же обозначения, что в § 2.1 и 4.3.

Годовые *постоянные* издержки ВИК в сфере генерации будут равны, естественно, сумме годовых постоянных издержек отдельных видов электростанций, причем они не зависят от производства электроэнергии:

$$FC_{\text{АЭЭ}} = \sum_{i=1}^I FC_i. \quad (4.19)$$

Средние (удельные) постоянные издержки ВИК зависят от ее *общего* годового производства электроэнергии  $Q_{\text{ВИК}}$  (вне зависимости от выработки отдельных видов электростанций):

$$AFC_{\text{АЭЭ}} = FC_{\text{АЭЭ}} / Q_{\text{АЭЭ}} = \frac{1}{Q_{\text{АЭЭ}}} \sum_{i=1}^I FC_i. \quad (4.20)$$

Подчеркнем еще раз, что средние постоянные издержки ВИК определяются только ее общей годовой выработкой, вне зависимости от распределения ее между электростанциями.

Значительно сложнее положение с *переменными* издержками ВИК. Они зависят от годовой выработки как отдельных видов электростанций ( $Q_i$ ), так и ВИК в целом ( $Q_{\text{ВИК}}$ ).

В § 4.3 было показано, что средние (удельные) переменные издержки ( $AVC$ ) практически всех видов электростанций остаются постоянными во всем

диапазоне *реально* возможной их годовой выработки. При этом для ТЭЦ они различаются для режимов комбинированной и конденсационной выработки электроэнергии. Для дальнейшего анализа примем *предположение о постоянстве средних переменных издержек* у всех видов электростанций (у ГЭС они равны нулю). Возможные нарушения (несоответствия) этого предположения не повлияют принципиальным образом на результаты анализа. Итак, принимается, что

$$AVC_i = \text{const}, \quad i = 1, \dots, I, \quad (4.21)$$

где для ТЭЦ будут применяться индексы «комб.» и «конд.» для обозначения комбинированного и конденсационного режимов.

Тогда *годовые* переменные издержки отдельных видов электростанций будут равны

$$VC_i = AVC_i Q_i, \quad i = 1, \dots, I, \quad (4.22)$$

а *средние* переменные издержки ВИК –

$$AVC_{\text{ВИК}} = \frac{1}{Q_{\text{ВИК}}} \sum_{i=1}^I VC_i = \frac{1}{Q_{\text{ВИК}}} \sum_{i=1}^I AVC_i Q_i. \quad (4.23)$$

Это, казалось бы, простое и очевидное выражение следует прокомментировать. Оно характеризует принципиальное отличие издержек генерирующих компаний от издержек отдельных электростанций – в компании *издержки* входящих в нее электростанций *усредняются*. Это особенно проявляется, когда в компании (ВИК) имеются электростанции разных видов. Например, при наличии ГЭС их нулевые переменные издержки будут уменьшать издержки компании в целом. Кроме того, при оптимизации режимов ЭЭС по минимуму переменных издержек, как уже отмечалось, электростанции будут загружаться или использоваться в порядке возрастания издержек. Это приводит к тому, что средние переменные издержки ВИК уже не будут постоянными – их зависимость от годовой выработки будет иметь возрастающий характер (начиная от нуля, если имеются ГЭС). Данное обстоятельство будет проиллюстрировано ниже на количественном примере.

*Общие* издержки ВИК ( $TC_{\text{ВИК}}$  и  $ATC_{\text{ВИК}}$ ) будут представлять собой сумму постоянных и переменных издержек. С учетом выражений (4.19) – (4.23) для годовых общих издержек ВИК можно записать

$$TC_{\text{ВИК}} = \sum_{i=1}^I FC_i + AVC_i Q_i, \quad (4.24)$$

а для средних общих издержек ВИК –

$$ATC_{\text{ВИК}} = \frac{I}{Q_{\text{ВИК}}} \sum_{i=1}^I FC_i + AVC_i Q_i . \quad (4.25)$$

Используя зависимости (4.17) – (4.25) и информацию, приведенную в § 4.3, выполним численный расчет издержек ВИК.

### Издержки ВИК применительно к Европейской секции ЕЭС России

Основные показатели электростанций в Европейской секции ЕЭС (сокращенно ЕЕЭС) представлены в табл. 4.1. ЕЕЭС рассматривается в составе пяти ОЭС: Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Юга и Урала. В соответствии с [72] годовое электропотребление в ЕЕЭС в 2010 г. принято (округленно) 900 млрд кВт·ч (900 ТВт·ч), а общая установленная мощность электростанций 185 ГВт.

Учитывая небольшие ожидаемые доли КЭС на газе с парогазовыми установками (4 %) и ТЭЦ на угле (2 %), указанные в табл. 4.1, эти виды электростанций в дальнейших расчетах условно отнесены к КЭС на газе с ПТУ и ТЭЦ на газе соответственно. Таким образом, будем рассматривать пять видов электростанций, приведенных в табл. 4.4 (КЭС на газе – с паротурбинными установками).

Для показа общих тенденций изменения издержек ВИК рассмотрим два значения электропотребления (и соответственно годового производства электроэнергии) в ЕЕЭС:  $Q_{\text{ВИК}} = 800$  и  $900$  ТВт·ч. Будем считать, что эти значения включают потери электроэнергии в электрических сетях ЕЕЭС и представляют собой общий годовой отпуск электроэнергии электростанциями вертикально-интегрированной компании.

Т а б л и ц а 4.4

#### Установленная мощность электростанций и годовое производство (отпуск) электроэнергии в ЕЕЭС, 2010 г.

Электро- станция	Установлен- ная мощность $N_i$ , ГВт	$Q_{\text{ВИК}} = 800$		$Q_{\text{ВИК}} = 900$	
		$Q_i$ , ТВт·ч	$h_i$ , ч/год	$Q_i$ , ТВт·ч	$h_i$ , ч/год
ГЭС	21,2	60	3000	60	3000
АЭС	26,5	180	7000	180	7000
КЭС (уголь)	19,3	90	4500	100	5000
КЭС (газ)	48,7	190	4000	220	4500
ТЭЦ*	69,3	<u>280</u>	<u>4000</u>	<u>280</u>	<u>4000</u>

		280	4000	340	4900
ВИК (ЕЕЭС)	185,0	800	4320	900	4860

\* Производство электроэнергии ТЭЦ указано: числитель – комбинированная выработка, знаменатель – полное производство, включая выработку в конденсационном режиме.

Общее производство электроэнергии ВИК (800 и 900 ТВт·ч) экспертно разнесено между отдельными видами электростанций с учетом отмечавшихся тенденций оптимального распределения нагрузки электростанций. Так, годовое производство ГЭС, АЭС и комбинированная выработка ТЭЦ приняты одинаковыми в обоих вариантах. Изменения  $Q_{\text{ВИК}}$  воспринимаются в некоторой пропорции КЭС на угле и газе и конденсационной выработкой ТЭЦ, причем последняя, как наиболее дорогая, при  $Q_{\text{ВИК}} = 800$  ТВт·ч вообще не используется. Приведенное в табл. 4.4 распределение годовой выработки электростанций является, конечно, условным, но достаточно реалистичным. Об этом можно судить по годовым числам часов использования их установленной мощности  $h_i$ .

Расчет годовых *постоянных издержек* в сфере генерации ВИК дается в табл. 4.5. Издержки отдельных видов электростанций ( $FC_i$ ) определены исходя из удельных их значений (дол./кВт/год), указанных в табл. 4.1, а издержки всей ВИК ( $FC_{\text{ВИК}}$ ) представляют их сумму (12680 млн дол./год). Для ТЭЦ в соответствии с предположением, сделанным в § 4.3, на производство электрической энергии отнесено 50 % их полных постоянных издержек.

Как уже отмечалось, годовые постоянные издержки ВИК  $FC_{\text{ВИК}} = 12680$  млн дол./год не зависят от ее годового производства электроэнергии  $Q_{\text{ВИК}}$  и выработки отдельных видов электростанций  $Q_i$ . Это значение будет использоваться при определении *средних* постоянных издержек  $AFC_{\text{ВИК}}$ .

Т а б л и ц а 4.5

**Годовые постоянные издержки электростанций и сферы генерации  
ВИК в ЕЕЭС, 2010 г.**

Электростанция	Установленная мощность, $N_i$ , ГВт	Удельные годовые постоянные издержки *, дол./кВт/год	Годовые постоянные издержки ( $FC$ ), млн дол./год
ГЭС	21,2	33,00	700
АЭС	26,5	107,25	2840
КЭС (уголь)	19,3	90,00	1740
КЭС (газ)	48,7	66,50	3240
ТЭЦ	69,3	60,00	4160
ВИК (ЕЕЭС)	185,0	-	<b>12680</b>

\* См. строку 6 в табл. 4.1 (для ТЭЦ половина издержек отнесена на производство тепловой энергии).

**Переменные издержки** ВИК в сфере генерации, в соответствии с выражением (4.23), будут зависеть как от годового производства электроэнергии всей компании  $Q_{\text{ВИК}}$ , так и от годовой выработки отдельных видов электростанций  $Q_i$ . Реально годовое производство  $Q_{\text{ВИК}}$  при фиксированной установленной мощности электростанций может изменяться в относительно небольших пределах. Для упрощения будем считать, что в рассматриваемом количественном примере оно изменяется в диапазоне  $Q_{\text{ВИК}} = 800\text{--}900$  ТВт·ч/год. Однако для последующего сопоставления с издержками отдельных генерирующих компаний и иллюстрации формирования цен на электроэнергию при различных моделях рынка мы постараемся условно построить зависимости средних переменных издержек ВИК  $AVC_{\text{ВИК}}$  для всего диапазона годового производства  $Q_{\text{ВИК}}$ , начиная от нуля.

Будем предполагать, что электростанции разных видов используются (загружаются) в порядке возрастания их средних переменных издержек  $AVC_i$ . Исходя из такого предположения, в табл. 4.6 и 4.7 приведен расчет годовых переменных издержек отдельных видов электростанций и ВИК в целом при  $Q_{\text{ВИК}}$ , равном 800 и 900 ТВт·ч/год. Электростанции расположены в порядке возрастания  $AVC_i$ , значения которых взяты из табл. 4.1 и 4.3. Для ТЭЦ выделены отдельно режимы комбинированной и конденсационной выработки, причем при комбинированной выработке значение издержек принято для 3-го способа разнесения получаемой экономии (см. пояснения к табл. 4.3).

Следует заметить, что относительная эффективность КЭС на угле и КЭС на газе (с ПТУ) по общим издержкам ( $ATC$ ) и переменным издержкам ( $AVC$ ) оказалась различной. По общим издержкам (см. табл. 4.2) более эффективны КЭС на газе (ввиду меньших удельных капиталовложений), а по переменным издержкам, наоборот, КЭС на угле. Поэтому, для последних в табл. 4.4 годовое число часов использования  $h$  принято несколько выше, чем у КЭС на газе.

Значения годовых переменных издержек электростанций  $VC_i$  в табл. 4.6 и 4.7 рассчитаны по формуле (4.22). Для ВИК годовая выработка  $Q_{\text{ВИК}}$  дана нарастающим итогом вплоть до 800 или 900 ТВт·ч. Например, в строке «ТЭЦ (комб.)»  $Q_{\text{ВИК}}$  равно сумме годового производства электроэнергии на ГЭС, АЭС и ТЭЦ в комбинированном режиме. Кстати, первые три строки (ГЭС, АЭС и ТЭЦ (комб.)) в обеих таблицах идентичны, так как выработка этих электростанций используется полностью как при электропотреблении 800 ТВт·ч, так и при 900 ТВт·ч. Аналогично нарастают и годовые переменные издержки ВИК  $VC_{\text{ВИК}}$ . Для той же третьей строки они равны сумме годовых издержек этих трех видов электростанций (у ГЭС они равны нулю).

Средние переменные издержки ВИК ( $AVC_{\text{ВИК}}$ ) определены в соответствии с выражением (4.23), т.е. делением в каждой строке  $VC_{\text{ВИК}}$  на  $Q_{\text{ВИК}}$ . Можно видеть, что в связи с осреднением издержек по компании в целом, издержки ВИК нарастают медленнее, чем издержки электростанций, замыкающих баланс системы, – в каждой строке значения  $AVC_{\text{ВИК}}$  меньше издержек  $AVC_i$  соответствующего вида электростанций. В частности, в табл. 4.6 при  $Q_{\text{ВИК}} = 800$  ТВт·ч издержки  $AVC_{\text{ВИК}} = 0,0132$  цент/кВт·ч, а издержки КЭС на газе, замыкающих баланс,  $AVC_i = 0,0189$  цент/кВт·ч. Аналогично при  $Q_{\text{ВИК}} = 900$  ТВт·ч (табл. 4.7)  $AVC_{\text{ВИК}} = 0,0138$  цент/кВт·ч, а у замыкающих ТЭЦ (конд.)  $AVC_i = 0,0198$  цент/кВт·ч или на 43 % выше.

Т а б л и ц а 4.6

**Годовые переменные издержки электростанций и ВИК при  $Q_{\text{ВИК}} = 800$  ТВт·ч, 2010 г.**

Электро- станция	Электростанции			ВИК		
	$Q_i$ ТВт·ч	$AVC_i$ дол./кВт·ч	$VC_i$ млн дол.	$Q_{\text{ВИК}}$ ТВт·ч	$VC_{\text{ВИК}}$ млн дол.	$AVC_{\text{ВИК}}$ дол./кВт·ч
ГЭС	60	0	0	60	0	0
АЭС	180	0,0070	1260	240	1260	0,0053
ТЭЦ (комб.)	280	0,0150	4200	520	5460	0,0105
КЭС (уголь)	90	0,0158	1490	610	6950	0,0114
КЭС (газ)	190	0,0189	3590	800	10540	0,0132
ТЭЦ (конд.)	–	–	–	–	–	–

Т а б л и ц а 4.7

**Годовые переменные издержки электростанций и ВИК при  $Q_{\text{ВИК}} = 900$  ТВт·ч, 2010 г.**

Электро- станция	Электростанции			ВИК		
	$Q_i$ ТВт·ч	$AVC_i$ дол./кВт·ч	$VC_i$ млн дол.	$Q_{\text{ВИК}}$ ТВт·ч	$VC_{\text{ВИК}}$ млн дол.	$AVC_{\text{ВИК}}$ дол./кВт·ч
ГЭС	60	0	0	60	0	0
АЭС	180	0,0070	1260	240	1260	0,0053
ТЭЦ (комб.)	280	0,0150	4200	520	5460	0,0105
КЭС (уголь)	100	0,0158	1580	620	7040	0,0114
КЭС (газ)	220	0,0189	4160	840	11200	0,0133
ТЭЦ (конд.)	60	0,0198	1190	900	12390	0,0138



На основе табл. 4.5–4.7 рассчитаны средние *общие издержки* ВИК (табл. 4.8). При этом средние постоянные издержки ( $AFC_{\text{ВИК}}$ ) определены по формуле (4.20) при  $FC_{\text{ВИК}} = 12680$  млн дол./год (см. табл. 4.5), а значения средних переменных издержек ( $AVC_{\text{ВИК}}$ ) взяты из табл. 4.6 и 4.7. Значения всех издержек ВИК (в сфере генерации) подсчитаны в табл. 4.8 для всего диапазона годового производства электроэнергии  $Q_{\text{ВИК}}$  от нуля до 900 ТВт·ч, хотя реально оно может изменяться в пределах примерно 800–900 ТВт·ч. Как уже указывалось, это сделано для возможности последующего сопоставления издержек ВИК с издержками отдельных электрогенерирующих компаний, которые выделяются из ВИК при переходе к другим моделям организации электроэнергетического рынка (к моделям 2–4).

Т а б л и ц а 4.8

**Средние (удельные) постоянные, переменные и общие краткосрочные (годовые) издержки сферы генерации ВИК, 2010 г., цент/кВт·ч**

$Q_{\text{ВИК}}$ , ТВт·ч	$AFC_{\text{ВИК}}$	$AVC_{\text{ВИК}}$	$ATC_{\text{ВИК}}$
0	$\infty$	0	$\infty$
60	21,13	0	21,13
240	5,28	0,53	5,81
520	2,43	1,05	3,48
610	2,08	1,14	3,22
620	2,05	1,14	3,19
800	1,59	1,32	2,91
840	1,51	1,33	2,84
900	1,41	1,38	2,79

На рис. 4.7 по данным табл. 4.8 построены зависимости средних издержек для ВИК в ЕЕЭС. Кривая средних постоянных издержек  $AFC$  получилась ниспадающей, а кривая переменных издержек  $AVC$  оказалась постоянно возрастающей (не  $U$ -образной). Кривая общих издержек  $ATC$  достигает минимума при максимальной годовой выработке  $Q_{\text{ВИК}} = 900$  ТВт·ч, причем в «рабочем» диапазоне 800–900 ТВт·ч общие издержки изменяются незначительно.

Напомним, что средние годовые издержки определялись исходя из тенденций оптимального распределения нагрузки электростанций в суточном и сезонном разрезах. Большую роль сыграло также осреднение переменных издержек разных видов электростанций в рамках единой энергетической компании.

Значение средних общих издержек  $ATC = 2,79$  цент/кВт·ч представляет собой средневзвешенные издержки ВИК в сфере генерации при  $Q_{\text{ВИК}} = 900$  ТВт·ч.

Если такая монопольная компания регулируется государством, то эта величина будет включена в тарифы для потребителей электроэнергии. Следовательно, ее можно рассматривать как *оптовую цену электроэнергии при регулируемой монополии* (модель 1) и сопоставлять с ценами оптового рынка при других моделях организации рынка в электроэнергетике.

Отметим, что при рынке «Единый покупатель» (модель 2) из ВИК выделяется сфера генерации с созданием нескольких независимых ЭГК, но цены покупаемой у них электроэнергии продолжают регулироваться (устанавливаться на уровне их фактических издержек). Если предположить, что структура электростанций и электропотребление в ЕЭС остаются такими же, как рассмотренные для ВИК, то *средневзвешенная* цена электроэнергии, покупаемой Закупочным агентством у ЭГК при электропотреблении 900 ТВт·ч/год, будет также равна 2,79 цент/кВт·ч. Объясняется это тем, что диспетчерское управление и оптимальное распределение нагрузки между электростанциями будет осуществляться Закупочным агентством таким же образом, как это происходило в ВИК.

Издержки,  
цент/кВт·ч

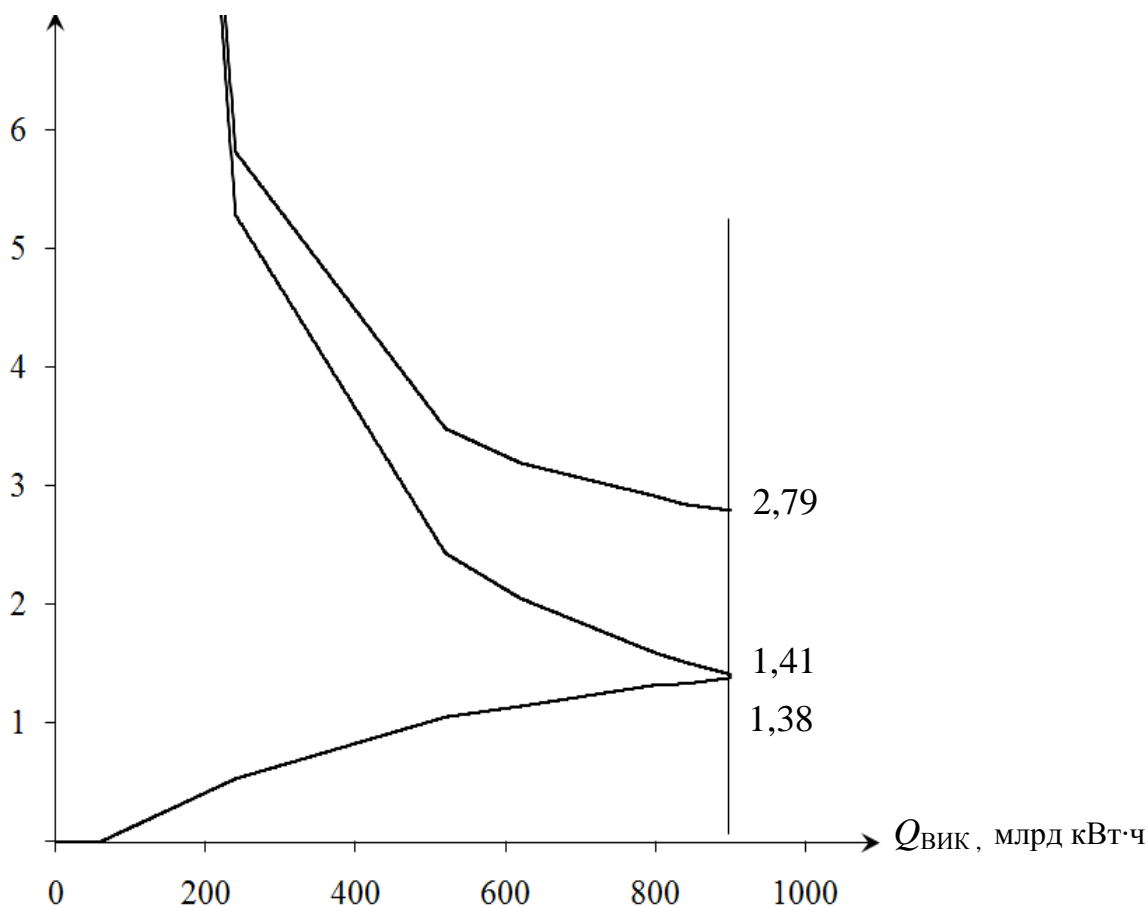


Рис. 4.7. Средние постоянные, переменные и общие краткосрочные издержки ВИК, 2010 г.

Таким образом, для рассматриваемого численного примера Европейской секции ЕЭС России на уровне 2010 г. и при регулируемой монополии (модель 1), и при рынке «Единственный покупатель» (модель 2) оптовая цена электроэнергии будет равна 2,79 цент/кВт·ч.

### **Издержки электрогенерирующих компаний и оптовые цены конкурентного рынка**

Принципиально, издержки ЭГК, состоящей из нескольких электростанций (возможно, разных видов), будут формироваться таким же образом, как и издержки ВИК в сфере генерации. В частности, для ЭГК будут справедливы выражения (4.17) – (4.25), в которых индекс «ВИК» нужно заменить на «ЭГК», а индекс «*i*» будет обозначать отдельную электростанцию. Установленная мощность, годовая выработка электроэнергии и годовые постоянные издержки ЭГК будут, как и у ВИК, равны суммам таковых у отдельных электростанций, а средние переменные издержки усредняться по ЭГК в целом.

Некоторые особенности могут возникнуть при конкурентном рынке электроэнергии (модели 3 и 4) в случае, если электростанции ЭГК рассредоточены по территории страны (как, например, в России и Китае) и оказываются в разных ценовых зонах оптового рынка. В этом случае характеристики издержек ЭГК должны определяться отдельно для каждой зоны оптового рынка.

Издержки ЭГК (аналогично ВИК) будут анализироваться применительно к краткосрочному (годовому) периоду, в течение которого установленные мощности электростанций остаются неизменными. При этом будут учитываться особенности характеристик краткосрочных издержек электростанций, рассмотренные в § 4.3, и сделаны определенные предположения, упрощающие анализ:

1. ЭГК или отдельные электростанции **выходят на оптовый рынок** электроэнергии со своими **общими** издержками ( $ТС$  или  $АТС$ ), а не с предельными издержками ( $МС$ ), как это предполагается в теории микроэкономики для «типичных» фирм (см. § 2.1). Объясняется это практическим постоянством краткосрочных (годовых) средних переменных издержек ( $АВС$ ) и соответственно предельных издержек ( $МС$ ) электростанций, которые всегда меньше средних общих издержек ( $МС = АВС < АТС$ ). При таких характеристиках у электростанций не будут окупаться постоянные издержки, и они разорятся, если следовать «классическому» правилу участия фирм в рынке своими предельными издержками.

Данное обстоятельство означает, что ЭГК должны продавать (поставлять) электроэнергию по долгосрочным контрактам, заключаемым на 1–3 года с

Закупочным агентством (при организации рынка по модели 2), распределительно-сбытовыми компаниями (модель 3) и сбытовыми компаниями или крупными потребителями (модель 4). Цены поставляемой электроэнергии в таких контрактах должны соответствовать общим издержкам ЭГК.

2. При количественном анализе издержек предполагается, что **ЭГК формируются из однотипных электростанций** (ГЭС, АЭС и т.д.), причем все ЭГК с электростанциями одного вида рассматриваются суммарно (как одна ЭГК). Это делает анализ издержек более наглядным и позволяет сопоставлять их с издержками ВИК, показанными на рис. 4.7. Более сложная картина с издержками отдельных электростанций для моделей рынка 2 и 3 будет представлена позже для той же ЕЕЭС по фактическим данным за 2003 г.

3. Годовые объемы производства электроэнергии отдельными ЭГК будут, естественно, зависеть (как и для ВИК) от графиков нагрузки потребителей ЭЭС в течение года и от оптимального распределения ее между отдельными видами электростанций. Для сопоставимости результатов анализа предполагается, что режимы работы электростанций ЭГК и их годовая выработка **остаются такими же, как и в вертикально-интегрированной компании**. При этом значения средних переменных и общих издержек ЭГК ( $AVC$  и  $ATC$ ) будут определяться для этих годовых объемов производства  $Q$ .

С учетом этих условий и предположений в табл. 4.9 приведен расчет издержек ЭГК для варианта электропотребления в Европейской секции ЭЭС России  $Q_{ЕЕЭС} = 900$  ТВт·ч. Условно рассматривается пять ЭГК (для каждого вида электростанций) такой же мощности, как и прежде.

Т а б л и ц а 4.9

**Средние постоянные, переменные и общие краткосрочные издержки  
ЭГК при  $Q_{ЕЕЭС} = 900$  ТВт·ч, 2010 г.**

Наименование ЭГК	$N_i$ , ГВт	$Q_i$ , ТВт·ч	$FC_i$ , млн дол./год	$AFC_i$ , цент/кВт·ч	$AVC_i$ , цент/кВт·ч	$ATC_i$ , цент/кВт·ч
ГЭС	21,2	60	700	1,17	0	1,17
АЭС	26,5	180	2840	1,58	0,7	2,28
ТЭЦ	69,3	340	4160	1,22	1,59*	2,81
КЭС (уголь)	19,3	100	1740	1,74	1,58	3,32
КЭС (газ)	48,7	220	3240	1,47	1,89	3,36

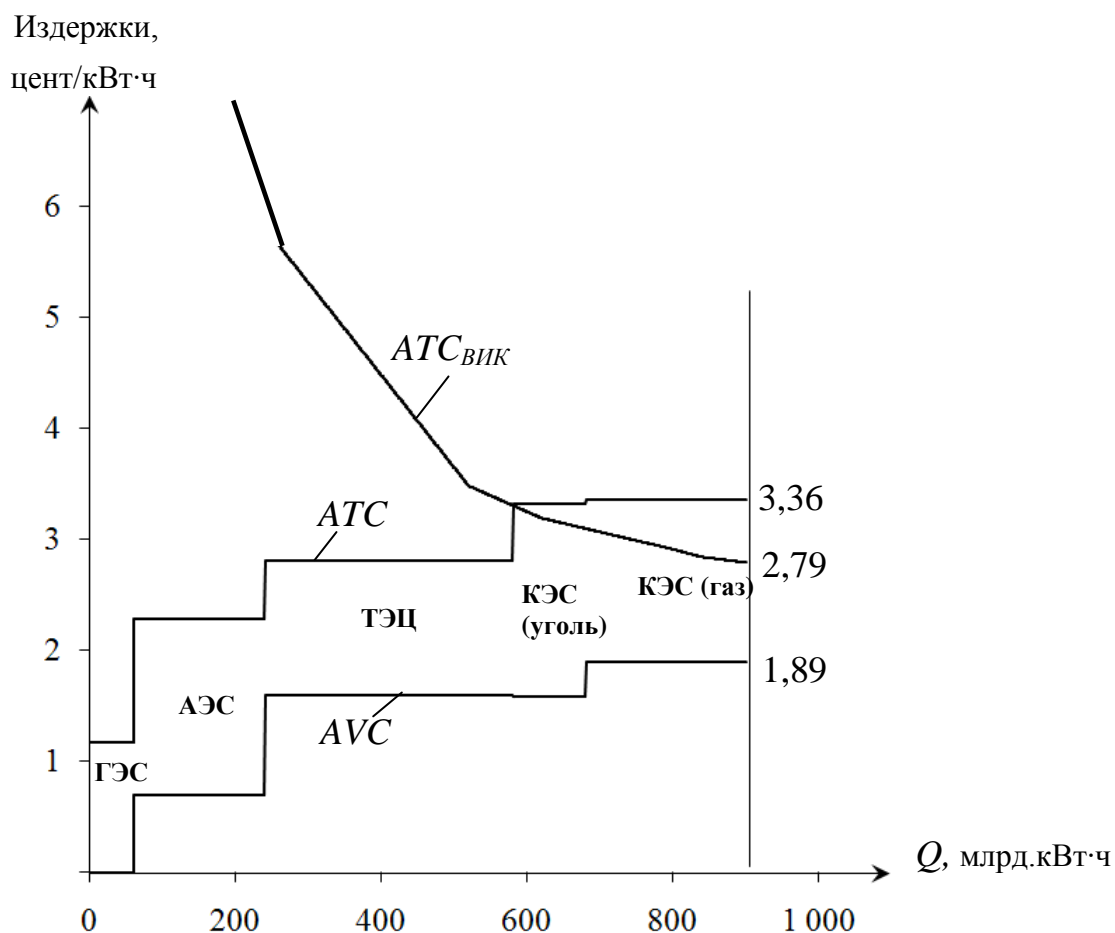
\* Определены как средневзвешенные от комбинированной и конденсационной выработки ТЭЦ.

Установленные мощности ( $N_i$ ) и годовые постоянные издержки ( $FC_i$ ) приняты по данным табл. 4.5, а годовое производство электроэнергии ( $Q_i$ ) и средние переменные издержки ( $AVC_i$ ) – по данным табл. 4.7 (для ТЭЦ выработка в комбинированном и конденсационном режимах рассматривается совместно).

Средние постоянные издержки представляют собой частное от деления годовых издержек на годовую выработку ЭГК ( $AVC_i = FC_i/Q_i$ ). Компании расположены в порядке возрастания их средних общих издержек ( $ATC_i$ ), определенных как сумма средних постоянных и переменных издержек.

На рис. 4.8 значения средних переменных и общих издержек ЭГК показаны графически ступенчатыми линиями. Длина ступеней соответствует годовым объемам производства электроэнергии ЭГК  $Q_i$ , а высота – значениям  $AVC_i$  и  $ATC_i$  при этих объемах. Площади под ступенями равны в соответствующем масштабе годовым переменным и общим издержкам ЭГК  $VC_i$  и  $TC_i$ . Еще раз заметим, что внутригодовые режимы работы и годовая выработка электростанций всех видов приняты такими же, какими они были в ВИК.

Для сопоставления на рис. 4.8 нанесена также кривая средних общих издержек ВИК ( $ATC_{ВИК}$ ), показанная ранее на рис. 4.7. Можно видеть, что при годовом производстве электроэнергии в ЕЕЭС  $Q_{ЕЕЭС} = 900$  ТВт·ч средние общие издержки ВИК (2,79 цент/кВт·ч) меньше, чем издержки ЭГК с КЭС на газе (3,36 цент/кВт·ч), замыкающих баланс энергии системы. Это обстоятельство играет существенную роль при формировании оптовых цен при различных моделях организации электроэнергетического рынка.



*Рис. 4.8.* Средние переменные и общие издержки электрогенерирующих компаний ЕЕЭС, 2010 г.

При рынке «Единственный покупатель» (модель 2) тарифы на электроэнергию, поставляемую ЭГК на оптовый рынок, регулируются и устанавливаются на уровне их общих издержек аналогично тому, как это происходит в ВИК. При этом средневзвешенный тариф на поставляемую электроэнергию будет таким же, как тариф в сфере генерации ВИК (2,79 цент/кВт·ч). Следовательно, оптовая цена электроэнергии при этой модели рынка останется такой же, как при модели 1. Более того, она должна снизиться за счет реализации эффекта от конкуренции производителей электроэнергии при правильном регулировании тарифов производителей (об этом говорилось в § 3.1 и 3.2).

Если организуется конкурентный оптовый рынок со свободными ценами (модель 3), то ситуация изменяется. На конкурентном рынке будут формироваться равновесные цены, соответствующие издержкам наиболее дорогого производителя, востребованного на рынке (замыкающего баланс энергии ЭЭС). Таким производителем в рассматриваемом примере является ЭГК с КЭС на газе. Ее средние общие издержки (3,36 цент/кВт·ч) на 20 % превышают издержки ВИК (2,79 цент/кВт·ч). Следовательно, при переходе к конкурентному рынку оптовая цена возрастет по сравнению с регулируемым рынком (модели 1 и 2), можно сказать, «автоматически», благодаря лишь изменению механизма формирования цен. Это, как уже неоднократно отмечалось, – один из главных недостатков конкурентного рынка электроэнергии.

Потенциально оптовая цена на электроэнергию при организации рынка по модели 3 может снизиться благодаря конкуренции. Собственно это и является главной декларируемой целью такого рынка. Однако здесь следует отметить ряд обстоятельств. Во-первых, конкуренция между производителями электроэнергии может быть реализована и в рынке «Единственный покупатель». При этом, как указывалось в § 3.1, исключается использование «рыночной власти» производителями и потребители электроэнергии находятся в привилегированном положении. Переход от модели 2 к модели 3, где начинают конкурировать еще и покупатели (распределительно-сбытовые компании), не может повысить эффективность производства (снизить издержки), а лишь создает свободу производителям. Во-вторых, снижение издержек замыкающего производителя до уровня средневзвешенных издержек по ЭЭС в целом (который был при регулировании цен) представляется весьма проблематичным, так как потребует больших капиталовложений и времени.

При формировании на оптовом рынке равновесной цены по издержкам замыкающего (маргинального) производителя (будем кратко называть ее «маргинальной») более эффективные производители начнут получать дополнитель-

ную прибыль (сверх нормальной прибыли, заложенной в издержках). В теории микроэкономики эта сверхприбыль называется «излишком производителя»<sup>\*</sup>.

Аналогичная ситуация с оптовыми ценами электроэнергии будет и при организации рынка по модели 4, когда дополнительно создаются розничные рынки. Формирование цен на оптовом рынке при моделях 3 и 4 практически одинаково, поэтому можно просто говорить о *конкурентном* оптовом рынке, имея в виду обе эти модели.

Фактическая картина с формированием цен оптового рынка при переходе от регулируемого рынка (модели 1 и 2) к конкурентному (модели 3 и 4) будет сложнее, а повышение цен еще выше, чем на рис. 4.8, если учесть, что конкретные электростанции одного и того же вида значительно различаются по своим технико-экономическим показателям или если ЭГК владеют электростанциями разных видов. Проиллюстрируем это на примере ситуации, сложившейся на Европейской зоне Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) России в 2003 г. Как упоминалось в § 1.3 и будет подробнее рассмотрено в гл. 7, ФОРЭМ был организован в 1990-е годы как рынок «Единый покупатель» (модель 2). В 2003 г. еще отсутствовал сектор свободной торговли и среднеотпускные тарифы электростанций, устанавливаемые Федеральной энергетической комиссией (ФЭК), достаточно хорошо отражали средние за год издержки производства (включая нормальную прибыль).

В табл. 4.10<sup>\*</sup> приведены отчетные данные за 2003 г. по основным электростанциям, поставившим электроэнергию в Европейскую зону ФОРЭМа. Они были размещены на сайте ФОРЭМа в марте 2004 г. Электростанции расположены в порядке возрастания среднего тарифа за 2003 г. (он соответствует АТС<sub>г</sub>) аналогично табл. 4.9 и рис. 4.8. Для полноты картины указаны вид топлива электростанций и ОЭС, в которых они находятся. Рассчитаны также суммарный объем поставок (233,75 ТВт·ч) и средневзвешенный для всех электростанций среднеотпускной тариф (41,06 коп/кВт·ч). Атомные электростанции, которые практически все сосредоточены в ЕЕЭС, рассматриваются совокупно (общий объем поставок и среднеотпускной тариф АЭС), что в данном случае не имеет принципиального значения. Среди ТЭС непосредственно на ФОРЭМ выходила лишь одна, а остальные (т.е. почти все) поставляли электроэнергию в соответствующие районные энергосистемы (АО-энерго), представлявшие в то время регулируемые монополии.

Из табл. 4.10 видно, что самые низкие тарифы (и издержки) имеют гидроэлектростанции (от 11,51 до 29,10 коп/кВт·ч). Далее идет группа из трех тепловых электростанций на природном газе, расположенных в разных ОЭС

---

\* Определение понятия «излишек производителя» уже давалось в § 1.3.

\* Таблица составлена с участием Л.Ю. Чудиновой и взята из работы [18].

(в 2003 г., в отличие от прогнозов на 2010 г., внутренние регулируемые цены на природный газ были в России ниже, чем рыночные цены на уголь). Их тарифы меньше, чем средний тариф АЭС. Тарифы остальных ТЭС (ГРЭС) выше, чем у АЭС. Наиболее высокие тарифы у Новочеркасской и Черепецкой ГРЭС, сжигающих преимущественно уголь и мазут.

На этом же сайте ФОРЭМа был указан среднепокупной тариф для покупателей в ОЭС, входящих в ЕЕЭС, в 2003 г. Он равен примерно 45,5 коп/кВт·ч и превышал средневзвешенный среднеотпускной тариф электростанций (41,06 коп/кВт·ч) на величину общесистемных расходов РАО «ЕЭС России», включая абонентскую плату.

Т а б л и ц а 4.10

**Тарифы и объемы поставок электроэнергии на ФОРЭМ в 2003 г.  
основными электростанциями Европейской секции ЕЭС России**

Электростанция	Мощность, МВт	Вид топлива	ОЭС	Среднеотпускной тариф, коп/кВт·ч	Объем поставки, млрд кВт·ч
Волжская ГЭС (г. Волжский)	2540	-	Центра	11,51	11,29
Камская ГЭС	480	-	Урала	13,12	1,05
Воткинская ГЭС	1020	-	Урала	13,84	1,66
Саратовская ГЭС	1360	-	Ср. Волги	15,66	5,78
Волжская ГЭС им. Ленина	2300	-	Ср. Волги	16,36	9,35
Нижегородская ГЭС	520	-	Центра	22,64	1,28
Каскад В. Волжских ГЭС	450	-	Центра	29,10	0,84
Северо-Западная ТЭЦ	450	Газ	Сев.-Зап.	35,93	0,98
Костромская ГРЭС	3600	Газ	Центра	35,98	11,11
Пермская ГРЭС	2400	Газ	Урала	40,54	11,59
Все АЭС	22200	-	-	42,99	138,75
Невинномысская ГРЭС	1270	Газ	Юга	44,23	4,00
Печорская ГРЭС	1060	Газ	Сев.-Зап.	45,14	2,25
Киришская ГРЭС	2100	Газ	Сев.-Зап.	52,35	2,65
Ставропольская	2400	Газ/мазут	Юга	53,06	6,27



ГРЭС					
Конаковская ГРЭС	2400	Газ	Центра	54,02	5,77
Рязанская ГРЭС	2720	Газ/уголь/ мазут	Центра	56,81	6,21
Троицкая ГРЭС	2060	Уголь	Урала	57,83	4,45
Псковская ГРЭС	430	Газ	Сев.-Зап.	59,84	1,35
Новочеркасская ГРЭС	2400	Уголь/мазут/ газ	Юга	65,73	5,69
Черепецкая ГРЭС	1500	Уголь/мазут	Центра	96,13	1,43
Всего				41,06*	233,75

\* Средневзвешенный тариф всех электростанций.

На рис. 4.9 по данным табл. 4.10 построена, аналогично рис. 4.8, ступенчатая линия тарифов ГЭС, ТЭС первой группы, АЭС и ТЭС второй группы. Ступени этой линии характеризуют количество электроэнергии, отпущенной за 2003 г. по соответствующему тарифу. Количество ступеней (кроме АЭС), естественно, гораздо больше, чем на рис. 4.8. Эту линию можно рассматривать как кривую предложения производителей  $S$  при конкурентном рынке.

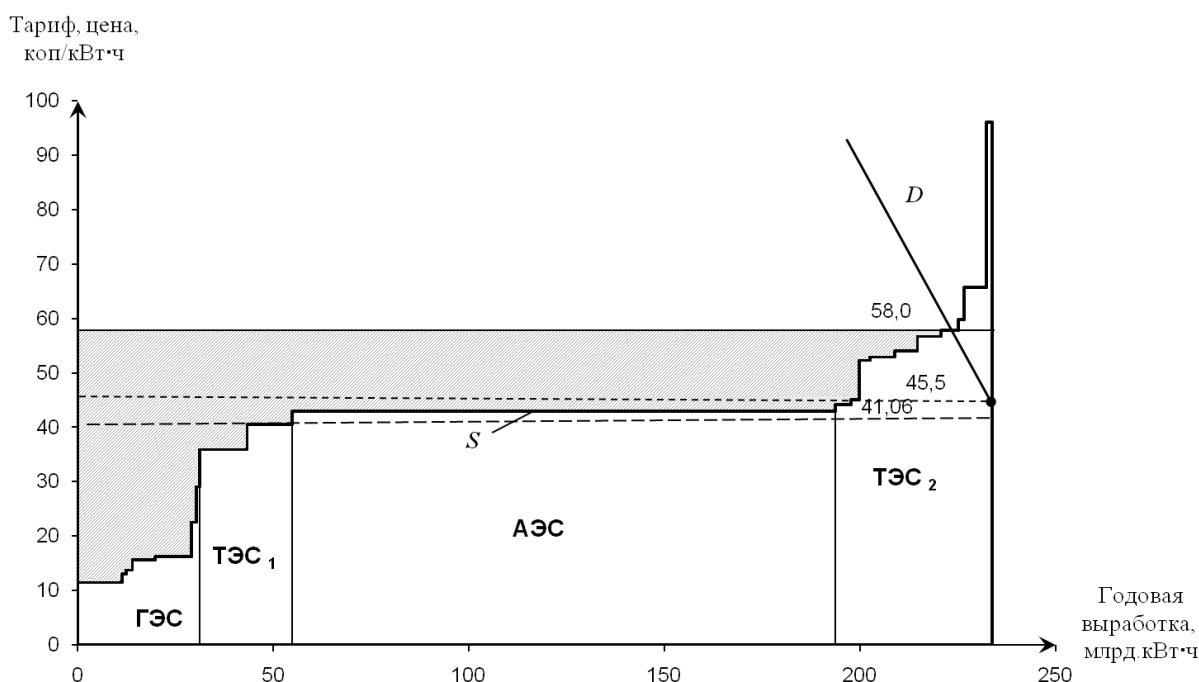


Рис. 4.9. Кривая общих издержек электростанций, маргинальная цена и «излишек производителя» в Европейской секции ЕЭС России, 2003 г.

Там же штриховыми линиями нанесены средневзвешенный среднеотпускной тариф электростанций и среднепокупной тариф для покупателей. Последний, как уже отмечалось, включает издержки электростанций (сферы генерации ЕЭС) и общесистемные расходы, относимые на оптовые цены электроэнергии. По этому тарифу было продано 233,75 ТВт·ч, что можно рассматривать как

платежеспособный спрос потребителей. Через эту точку с несколько условным наклоном проведена линия  $D$ , имитирующая кривую спроса потребителей.

Если представить, что цены электроэнергии на ФОРЭМе в 2003 г. не регулировались (был бы введен конкурентный оптовый рынок), то на нем сформировалась бы равновесная цена (маргинальная), равная примерно 58 коп/кВт·ч. Тогда все электростанции продавали бы электроэнергию по этой цене и получили бы дополнительную прибыль («излишек производителя»), равную заштрихованной площади. Количественно она составляет около 40 млрд руб. (в год) или примерно 35 % от фактических годовых издержек электростанций (площади под ступенчатой линией  $S$ ). Фактически маргинальная цена была бы даже несколько выше, так как при конкурентном рынке издержки электростанций увеличатся дополнительно за счет платы Системному Оператору, Администратору торговой системы, за пользование сетями и т.п.

Можно видеть, что «излишек производителя», образующийся при повышении цены, никак не связан с повышением эффективности производства электроэнергии и не является заслугой производителей. Он обусловлен механизмом формирования цен на конкурентных (нерегулируемых) рынках и свойствами ЭЭС. Среди последних в данном случае наиболее важны следующие:

1. Особый вид кривых средних (удельных) издержек электростанций, показанный в § 4.3. С одной стороны, это исключает (делает ошибочной) организацию *спотового* рынка электроэнергии в реальном времени, так как на нем не окупаются постоянные издержки электростанций. С другой стороны, на действительно *краткосрочный* (годовой) рынок электростанции должны выходить со своими средними *общими* издержками ( $ATC$ ), а не с предельными издержками ( $MC$ ), которые всегда меньше общих. Напомним, что у «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике, кривые краткосрочных издержек имеют  $U$ -образную форму, и фирмы выходят на рынок с кривыми предложения ( $S$ ) и объемами товаров, при которых  $MC$  превышают  $ATC$  и обеспечивается не только полная окупаемость всех издержек, но и дополнительная (экономическая) прибыль.

2. Наличие (целесообразность строительства) в ЭЭС электростанций разных видов (см. § 1.3), которые при оптимизации режимов ЭЭС по *мгновенным* (часовым) характеристикам издержек экономичны в различных зонах суточных графиков нагрузки (базисной, полупиковой, пиковой). Однако *годовые* издержки этих электростанций сильно различаются и при участии в краткосрочном конкурентном оптовом рынке электроэнергии равновесные цены формируются по *годовым* издержкам *закрывающих* электростанций (с наиболее высокими издержками). Следовательно, в отличие от рынков других товаров при конкурентном оптовом рынке электроэнергии важны *различия* не в предельных издержках разных фирм, а в *общих* издержках *разных видов* электростанций. Это

обстоятельство часто упускается из вида при анализе электроэнергетических рынков.

3. Существование физического барьера для вхождения в рынок новых производителей. В краткосрочном рынке электроэнергии участвуют лишь действующие производители (с фиксированными установленными мощностями), и возможность влияния на цены новых производителей просто исключена. НПЭ могут появиться лишь в долгосрочном рынке, который будет рассмотрен в гл. 5.

Эти и некоторые другие свойства ЭЭС приводят к тому, что при переходе к конкурентному оптовому рынку (при прекращении регулирования цен), который происходит при неизменных мощностях электростанций, цены электроэнергии возрастают до маргинальных, соответствующих общим издержкам замыкающих электростанций. Создается парадоксальная ситуация: конкурентный рынок организуется для того, чтобы благодаря конкуренции повысить эффективность производства электроэнергии и снизить ее цены, а между тем сразу же после введения такого рынка цены повысятся до уровня наиболее дорогих производителей, из необходимых для обеспечения баланса энергии ЭЭС.

Часто высказывают аргумент, что в будущем цены будут уменьшаться благодаря снижению издержек под воздействием конкуренции. Однако автору не встречалось каких-либо количественных обоснований этого аргумента: какие электростанции нужно заменить новыми, более эффективными, каковы требующиеся для этого инвестиции, сколько это займет времени, какова будет конкретная динамика снижения цен и т.п. Если кто-нибудь и пытался сделать такое обоснование, то, по-видимому, не решился его опубликовать, так как оно дало явно отрицательный результат. Для снижения маргинальных цен на 30 % (примерно на столько они превысят средневзвешенные тарифы при переходе к конкурентному рынку) потребуется заменить более половины электростанций (с соответствующими инвестициями), и это займет несколько десятилетий. Самое главное в том, что при регулируемых рынках электроэнергии (модели 1 и 2) аналогичное снижение может быть достигнуто для средневзвешенных тарифов без повышения цен до маргинальных.

### **О рынке долгосрочных контрактов**

Как уже отмечалось, нормальный конкурентный рынок, помимо непосредственной торговли соответствующим товаром, должен подавать «ценовые сигналы» по объемам его производства в краткосрочном периоде и по расширению (или сужению) рынка в долгосрочном периоде. Так происходит на рынках большинства (или многих) товаров, включая спотовые рынки (торговля «на месте»). При отсутствии ценовых сигналов (или их искажении) рынок будет «неполноценным», т.е. явно несовершенным, не выполняющим важные функ-

ции, спонтанным и т.п. Применительно к электроэнергетике это было бы недопустимым.

Спотовые рынки электроэнергии в *реальном* времени, которые по замыслу разработчиков концепций конкурентного рынка предназначались для этих целей, оказались несостоятельными. Причины этого (их несколько) проанализированы в § 4.2. Показательно, что в Великобритании, рынок которой часто принимается за образец, отказались от рынка «на сутки вперед» еще в 2001 г. при переходе на новую концепцию рынка (*NETA*).

Торговля электроэнергией, вследствие особых условий ее производства и свойств ЭЭС, рассмотренных в § 1.3 и 4.1–4.3, должна вестись по *долгосрочным контрактам* (сроком на 1–3 и более лет), цены которых отражают *общие* издержки (включая постоянные). Это относится к оптовым рынкам электроэнергии с регулируруемыми ценами (модели 1 и 2) и со свободными (модели 3 и 4). При этом должны обеспечиваться:

- с одной стороны, *текущее* электропотребление (и его надежность) в краткосрочном (годовом) периоде от *действующих* электростанций (с фиксированными мощностями);

- с другой стороны, *перспективное* электропотребление в долгосрочном периоде с учетом развития ЭЭС и строительства *новых* электростанций. В этом случае издержки электрогенерирующих компаний или отдельных (новых) электростанций будут включать определенную инвестиционную составляющую (помимо чисто эксплуатационных расходов).

При регулировании цен (тарифов) вертикально-интегрированных компаний (модель 1) и в рынке «Единственный покупатель» (модель 2) «ценовые сигналы» рынка не требуются. Их заменяет централизованное планирование годовых режимов и развития ЭЭС, осуществляемое монопольной компаний или Закупочным агентством и согласовываемое затем с регулирующим органом. Тарифы сферы генерации ВИК или отдельных электростанций устанавливаются по фактическим издержкам производства электроэнергии (с учетом нормы прибыли, режимов работы электростанций, инвестиций и др.). При необходимости (особенно при рынке «Единственный покупатель») значения тарифов и объемы поставок электроэнергии оформляются долгосрочными контрактами. Как отмечалось в § 3.1 и 3.2, при организации рынка по моделям 1 и 2 обеспечиваются *оптимальные* режимы и развитие ЭЭС, а тарифы для потребителей устанавливаются на уровне *средних* (или средневзвешенных) издержек энергокомпаний по ЭЭС в целом. Степень «оптимальности» зависит в определенной мере от качества (совершенства принципов, методов и процедур) государственного регулирования. Если последнее достаточно хорошо, то никаких особых проблем с управлением развитием и режимами ЭЭС не возникает.

Гораздо сложнее ситуация при организации *конкурентного оптового* рынка (по моделям 3 и 4). В этом случае должен быть создан конкурентный рынок

долгосрочных контрактов, как правило, двусторонних (между конкретными производителем и покупателем электроэнергии). В таком рынке должны участвовать как существующие производители, обеспечивающие текущее электропотребление, так и новые – для покрытия ожидаемых приростов потребления. Рассмотрим, как это может быть организовано.

Единственным примером такого рынка, известным автору, является рынок *NETA (New Electricity Trading Arrangements)* в Великобритании, введенный в 2001 г. и преобразованный в 2005 г. в рынок *BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements)*. В концепциях *NETA* и *BETTA* предусматривается организация *форвардного рынка стандартизованных долгосрочных контрактов* сроком на несколько лет [75]. Можно полагать, что это должен быть такой конкурентный рынок долгосрочных контрактов, о котором идет речь. В нем участвуют производители и покупатели, известны цены и объемы, предлагаемые производителями (причем цены основываются на общих краткосрочных или долгосрочных издержках), известны заявки покупателей, вследствие чего будет формироваться равновесная рыночная цена в соответствии со спросом и предложением. Такой рынок может подавать необходимые ценовые сигналы.

К сожалению, как указывается в [75], этот сегмент рынка *BETTA* организовать пока не удалось (о причинах не говорится). Следовательно, в мире *еще нет опыта создания настоящего конкурентного рынка долгосрочных контрактов*, который требуется в электроэнергетике. Объясняется это, по-видимому, тем, что, с одной стороны, не везде осознана его необходимость и продолжают ориентироваться на спотовые рынки электроэнергии в реальном времени, а с другой стороны, там, где это осознано (в частности, в Великобритании), на пути его организации встретились определенные трудности (воздержимся от их рассмотрения).

Заключение долгосрочных двусторонних контрактов происходит в Великобритании на внебиржевых площадках, т.е. в виде отдельных (индивидуальных) сделок. Цены электроэнергии в этих договорах являются, как правило, конфиденциальными (это указывается, например, в [4]). Никаких «ценовых сигналов» при этом, естественно, не образуется, что еще раз подтверждает несовершенство электроэнергетического рынка.

Следует заметить, что рынок долгосрочных контрактов нельзя, по-видимому, считать спотовым рынком, так как торговля (обмен денег на товар) совершается не «на месте». Долгосрочные контракты заключаются на поставку электроэнергии в будущем периоде с оговоренными условиями и сроками поставки и оплаты. Поэтому, учитывая несостоятельность рынков электроэнергии в реальном времени, можно говорить о невозможности организации спотовых рынков в электроэнергетике.

### **Вставка 13. *Формирование краткосрочных издержек генерирующих компаний и цен оптового рынка электроэнергии***

1. В сфере генерации вертикально-интегрированных компаний (ВИК) и в электрогенерирующих компаниях (ЭГК) краткосрочные издержки входящих в них электростанций *усредняются*. При этом в ВИК осредняются издержки всех электростанций, имеющих в ЭЭС на ее территории, а в ЭГК, которые, как предполагается, выделяются из ВИК, – только электростанций, входящих в конкретную ЭГК.

2. Цены оптового рынка в краткосрочном периоде принципиально зависят от того, регулируются ли они (как в моделях 1 и 2) или нет (в моделях 3 и 4).

3. При регулировании оптовые цены устанавливаются на уровне средневзвешенных краткосрочных (годовых) средних общих издержек (АТС)

в сфере генерации ЭЭС. При неизменном составе электростанций эти цены будут примерно одинаковыми в моделях 1 и 2 (в модели 2 цены могут снизиться благодаря реализации эффекта конкуренции между производителями электроэнергии).

4. При свободных ценах на конкурентном оптовом рынке (в моделях 3 и 4) будут формироваться равновесные (маргинальные) цены на уровне средних общих издержек ЭГК (вернее, даже электростанций), замыкающих баланс ЭЭС. В конкретном примере Европейской секции ЕЭС России равновесные цены будут выше регулируемых примерно на 30 %. Последующее снижение цен на такую величину под влиянием конкуренции представляется нереальным.

5. При повышении цен конкурентного оптового рынка до маргинальных более эффективные ЭГК (и электростанции) начнут получать сверхприбыль – «излишек производителя». Эта сверхприбыль не является заслугой производителей и обусловлена только свойствами свободных конкурентных рынков. При регулировании цен (в моделях 1 и 2) этот «излишек» у производителей изымается, что обеспечивает более низкие цены для потребителей электроэнергии.

6. Организация конкурентного рынка долгосрочных контрактов, какой необходим в электроэнергетике, предусматривается, насколько известно автору, только в Великобритании (в концепциях рынков *NETA* и *BETTA*). Одним из сегментов *BETTA* должен быть *форвардный рынок (биржа) стандартизованных долгосрочных контрактов* сроком до нескольких лет. Однако реализовать этот сегмент рынка по ряду причин пока не удалось. Заключение долгосрочных двусторонних контрактов происходит на внебиржевых площадках в виде отдельных (индивидуальных) сделок с кон-

*фиденциальными ценами.*

## ГЛАВА 5. РАЗВИТИЕ ЭЭС ПРИ РАЗЛИЧНЫХ МОДЕЛЯХ РЫНКА

Рассматриваются вопросы и проблемы, связанные с развитием ЭЭС. Главное внимание уделено развитию генерирующих мощностей и межсистемных электрических связей (МСЭС) и оптовому рынку электроэнергии, на который выходят электростанции и МСЭС. Развитие внутрисистемных (транспортных и распределительных) электрических сетей, которые во всех моделях организации рынка остаются монопольными и регулируемыми сферами, не рассматривается.

Анализируются: механизмы финансирования (инвестирования) новых электростанций (§ 5.1) и необходимая инвестиционная составляющая тарифов или цен на электроэнергию (§ 5.2) при различных моделях рынка; долгосрочные издержки в сфере генерации ЭЭС (§ 5.3); формирование цен конкурентного оптового рынка в процессе развития ЭЭС (§ 5.4). Дополнительно в § 5.5 показаны особенности обоснования эффективности МСЭС и межгосударственных электрических связей (МГЭС) при рынках электроэнергии с регулируемыми ценами (модели 1 и 2) и при конкурентном оптовом рынке (модели 3 и 4).

### § 5.1. Механизмы финансирования строительства электростанций

В гл. 3 уже отмечались основные особенности финансирования развития генерирующих мощностей ЭЭС при различных моделях организации рынка.

- В регулируемой монополии (модель 1) финансирование осуществляется путем включения необходимых инвестиций *в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей*. При этом возможны два способа: а) непосредственное включение инвестиций в тарифы *в период строительства* электростанций (этот способ будет называться «самофинансированием», так как монопольная компания (ВИК) сама финансирует строительство из доходов, получаемых от продажи электроэнергии по установленным тарифам) и б) строительство за счет кредитов банков (при этом в инвестиционную составляющую включается *возврат кредитов*). В обоих случаях инвестиции или возврат кредитов раскладываются (распределяются, делятся) на всех потребителей – на всю электроэнергию, производимую ВИК.

- При рынке «Единственный покупатель» (модель 2) электростанции строятся *частными инвесторами* – будущими владельцами электростанций (ЭГК или НПЭ). Компания «Закупочное агентство» заключает с ними (по результатам конкурсов) регулируемые долгосрочные контракты (на 10–15 лет), цены в которых учитывают возврат инвестиций в течение срока контракта. Более высокие цены на электроэнергию в таких контрактах усредняются с ценами



действующих производителей и для потребителей устанавливается *средневзвешенный* тариф, в котором присутствует *возврат инвестиций* в новые электростанции, т.е. фактически такая же инвестиционная составляющая, как в регулируемой монополии, развивающейся за счет кредитов. Общий механизм инвестирования при организации рынка по модели 2 оказывается идентичным второму способу при модели 1. Только вместо возврата *кредитов* здесь будет возврат инвестиций, который раскладывается на всю электроэнергию, отпущенную потребителям в данной ЭЭС.

- При конкурентном оптовом рынке (модели 3 и 4) новые электростанции будут также строиться *частными инвесторами*, но в условиях *свободных* (нерегулируемых) цен. Это вносит существенные отличия в *механизм возврата (окупаемости) инвестиций* по сравнению с моделью 2. Инвестору уже *не гарантируется* возврат его инвестиций – окупятся они или нет будет зависеть от цен, формирующихся на оптовом рынке электроэнергии. А эти цены очень неустойчивы и неопределенны, поэтому для инвестора при конкретном рынке *существует риск* не окупить или даже потерять вложенные средства. Кроме того, как будет показано ниже, ввиду отсутствия регулирования инвестиции в какую-либо новую электростанцию должны окупаться только за счет электроэнергии, производимой этой станцией (а не за счет всей электроэнергии, покупаемой потребителями ЭЭС).

Указанные условия финансирования строительства новых электростанций при разных моделях организации оптового рынка имеют как общие моменты, так и принципиальные отличия. При этом следует анализировать (учитывать):

- условия возврата кредитов или частных инвестиций – гарантированные или негарантированные (рисковые);

- объемы электроэнергии, на которые раскладываются или за счет которых окупаются инвестиции. Это могут быть либо вся электроэнергия, потребляемая (покупаемая) в ЭЭС, охватываемых оптовым рынком (в моделях 1 и 2), либо электроэнергия, производимая (отпускаемая) только одной электростанцией, в которую вкладываются инвестиции (модели 3 и 4).

Совокупность этих моментов (факторов) мы будем называть *механизмом финансирования*. Каждому из таких механизмов будет соответствовать определенная модель (формула), по которой формируется количественное значение инвестиционной составляющей цен или тарифов на электроэнергию. Эти формулы будут приведены в следующем параграфе, а здесь мы рассмотрим виды и смысл различных механизмов финансирования.

Формирование механизмов финансирования иллюстрирует табл. 5.1. Для регулируемой монополии рассматриваются два указанных способа: «самофинансирование» и «кредитование». Модели 3 и 4 записаны совместно, так как для финансирования электростанций важны цены оптового рынка, который в них является конкурентным (иногда модель 4 будет просто упускаться).

Можно видеть, что механизм самофинансирования регулируемой монополии (механизм 1) принципиально отличается от других, так как инвестиции непосредственно закладываются в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей (в период строительства электростанции). Кредиты банков или частные инвестиции не используются. В то же время у этого механизма есть момент, общий для всех рынков электроэнергии с регулируемыми ценами (моделей 1 и 2), – инвестиционная составляющая закладывается в тарифы *всех потребителей*, снабжаемых от монопольной вертикально-интегрированной компании или от всех ЭГК и НПЭ на территории той же ЭЭС. Тем самым инвестиции в электростанции, строящиеся в каком-то году, раскладываются на всю электроэнергию, потребленную в ЭЭС в этом году.

Т а б л и ц а 5.1

**Факторы и условия, определяющие механизм финансирования строительства электростанций**

Модель организации рынка электроэнергии	Источник финансирования	Условия возврата кредитов или инвестиций	Объемы электроэнергии, окупающей инвестиции	Номер механизма финансирования
Модель 1	1) Средства ВИК;	–	Всей ВИК	1
Модель 2	2) кредиты банков	Гарантированные	Всей ВИК	2
	Частный инвестор	То же	Всей ЭЭС	2
Модель 3	То же	Рисковые	Одной электростанции	3

Механизмы финансирования строительства электростанций при регулируемой монополии с кредитованием и рынке «Единый покупатель» фактически идентичны. В период строительства электростанции потребители не несут связанных с этим расходов (электростанция строится для них «бесплатно»). Но затем потребители оплачивают инвестиционную составляющую, в которую закладывается возврат кредитов или частных инвестиций с соответствующим процентом на капитал. Этот возврат в обоих случаях является гарантированным и распределяется, как и в механизме 1, на всю электроэнергию, потребляемую в данной ЭЭС. Поэтому такие механизмы будут рассматриваться как одинаковый механизм 2.

Финансирование строительства электростанций в условиях конкурентного рынка принципиально отличается от предыдущих, хотя имеет сходство с моделью 2 в части источника финансирования. Как отмечалось выше, инвестору уже

не гарантируется возврат инвестиций, что приведет к повышению процента на капитал, при котором он решится делать вложения. Главное то, что теперь вложения должны окупаться лишь за счет электроэнергии, производимой этой одной строящейся электростанцией (данное обстоятельство будет пояснено позднее). Такая совокупность условий и факторов строительства электростанций выделена как механизм 3.

Поясним термин (или понятие) «**частный инвестор**». Он будет обобщенно применяться ко всем потенциальным инвесторам в условиях раздробления сферы генерации ЭЭС на несколько (множество) независимых (финансово самостоятельных) компаний (в моделях 2–4) в противовес регулируемым государством монопольным компаниям. Частным инвестором могут быть существующие ЭГК, выделившиеся при реструктуризации из ВИК, или новые производители (НПЭ), строящие, как правило, сначала только одну электростанцию. Инвесторами для НПЭ могут быть неэнергетические и иностранные компании. Иногда ЭГК могут находиться в государственной собственности (быть корпоративными), но обладать необходимой хозяйственной самостоятельностью.

Мы будем полагать, что частный инвестор:

- имеет свой собственный капитал (хотя, возможно, он частично его заимствовал) и сам принимает решения о его вложении;
- может инвестировать как новую электростанцию, так и другие альтернативные проекты, в том числе вне электроэнергетики;
- будет владеть построенной электростанцией и эксплуатировать ее;
- полностью воспринимает как положительный эффект, так и отрицательные последствия (риски), связанные со строительством электростанции.

Ситуация, в которой находится частный инвестор при рынке «Единственный покупатель», существенно отличается от таковой при конкурентном рынке.

**При рынке «Единственный покупатель»** инвестору важно выиграть конкурс на строительство новой электростанции с приемлемой для него ценой на поставляемую электроэнергию. Эта цена должна обеспечивать ему возврат инвестиций за некоторый срок  $T_R$  с приемлемым процентом на капитал  $\sigma$  (с покрытием, естественно, всех эксплуатационных расходов). Конечно же, эти показатели  $T_R$  и  $\sigma$  должны быть для него лучше, чем в других возможных альтернативных вложениях капитала (иначе он откажется от строительства электростанции). При этом он будет учитывать, что возврат инвестиций в электроэнергию ему *гарантирован*, чего может не быть в альтернативных проектах. Поэтому он может снизить желаемый процент на капитал  $\sigma$  и увеличить срок его возврата  $T_R$ . Ориентировочно можно полагать, что процент на капитал при гарантированном его возврате будет составлять  $\sigma = 0,03–0,08$ .

Выиграв конкурс и заключив с Закупочным агентством долгосрочный контракт на поставку электроэнергии по приемлемой цене в течение  $T_R$  лет, частный инвестор не будет интересоваться ценами на оптовом рынке электроэнергии. При любых ценах (зависящих от поставок других производителей) инвестор, построив электростанцию, будет продавать свою электроэнергию по цене, оговоренной в контракте. Эта цена будет выше средневзвешенной оптовой цены ввиду возврата инвестиций в данную новую электростанцию. Однако такое превышение будет включено в инвестиционную составляющую тарифов и распределено *на всю* потребляемую в ЭЭС электроэнергию.

Принципиально иной будет *ситуация для частного инвестора при конкурентном рынке*:

- 1) инвестиционный *риск полностью* ложится на инвестора;
- 2) финансовая эффективность *каждого проекта* новой электростанции будет оцениваться *индивидуально*;
- 3) *инвестиции* в какую-либо электростанцию *должны окупаться* за счет производства электроэнергии *только одной* этой станции;
- 4) *издержки действующих* электростанций (и, возможно, цены на оптовом рынке) *будут меньше* цен, которые могут предложить аналогичные *новые* электростанции.

В условиях конкурентного рынка *риск* от ошибочных решений, приводящих к низкой окупаемости или даже потере инвестиций, уже не перекладывается на потребителей, как это было при регулируемом рынке «Единый покупатель». Инвестор должен сам принимать решение и воспринимать его последствия. Окупаемость инвестиций в первую очередь зависит от будущих цен электроэнергии. С учетом сроков проектирования и строительства электростанции, а также срока, необходимого для окупаемости инвестиций, инвестору требуются прогнозы цен на оптовом рынке на предстоящие 15–20 лет. Таким прогнозам, естественно, будет свойственна большая неопределенность, а это повышает риск инвестора и процент на капитал  $\sigma$ , при котором он решится строить новую электростанцию. По встречающимся оценкам [76, 77], такое повышение составляет 7–9 % ( $\Delta\sigma = 0,07–0,09$ ). С учетом этого можно ожидать, что при конкурентном рынке  $\sigma$  повысится до 0,12–0,20.

*Индивидуальность оценки* финансовой эффективности строительства электростанции для *новых* производителей электроэнергии (НПЭ) очевидна – будущий владелец новой электростанции должен убедиться в эффективности данного конкретного вложения капитала. Применительно к *существующим* ЭГК неизбежность индивидуальной оценки эффективности строительства ими каждой новой электростанции менее очевидна. Очень часто встречаются представления, что независимые в условиях конкурентного рынка ЭГК будут строить (или окупать) *новые* электростанции за счет средств, получаемых от прода-

жи электроэнергии *всех* принадлежащих им *действующих* электростанций, аналогично тому, как это делали регулируемые монопольные компании. Однако это не так, если глубже проанализировать интересы и возможности независимых ЭГК.

Предположим сначала, что какая-то существующая ЭГК начнет закладывать в цены на электроэнергию, предлагаемые ею на оптовый рынок, инвестиционную составляющую в новую электростанцию. Тогда при прочих равных условиях (при одинаковых составах электростанций) она будет проигрывать другим ЭГК, которые этого не делают. Эта компания потеряет рынок и вообще не сможет нормально функционировать, учитывая, что инвестиционную составляющую нужно закладывать в течение нескольких лет строительства новой электростанции. Кроме того, как указывалось в § 2.2 при рассмотрении олигополии, существующие ЭГК вообще не заинтересованы в появлении на рынке новых электростанций, так как это увеличит предложение и снизит цены. Для них выгоден дефицит мощности. Поэтому такой способ нового строительства для существующих ЭГК практически исключается.

Следовательно, существующие ЭГК смогут строить новые электростанции, лишь предварительно *накопив* капитал. В принципе накопление возможно за счет:

- амортизационных отчислений;
- «излишка производителя»;
- монопольной прибыли, если на оптовом рынке образовался дефицит электроэнергии (вернее, мощности);
- непрофильной деятельности (не связанной с производством электроэнергии).

Представим теперь, что существующая ЭГК накопила капитал и решает, как его использовать. Здесь нужно учитывать следующие обстоятельства:

- у ЭГК, как и у любых частных компаний, будет стремление наиболее выгодно вложить свободный капитал;
- для нее безразлично, в какие проекты вкладывать капитал, и она, конечно, не будет строить новую электростанцию, если имеются более выгодные варианты вложений; это является следствием возможности для независимых ЭГК вкладывать капитал в любые отрасли экономики;
- ЭГК будет единообразно оценивать и затем сопоставлять финансовую эффективность новой электростанции и альтернативных проектов: будут составляться бизнес-планы, рассчитываться финансовые потоки и профили, определяться сроки возврата инвестиций, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности (или возврата) и т.п.

Таким образом, существующие ЭГК будут оценивать финансовую эффективность для них новой электростанции лишь как один из вариантов вложения

образовавшегося свободного капитала. Естественно, что этот вариант будет оцениваться *индивидуально* для конкретного проекта новой электростанции (в сопоставлении с альтернативными проектами). И такая оценка аналогична по существу оценке, которую должен делать НПЭ.

Для оценки финансовой эффективности инвестиционных проектов придется выполнять достаточно сложные расчеты [78]. Должны учитываться инвестиции, операционные (эксплуатационные) расходы, доходы от продажи продукции, амортизация, налоги, инфляция и др. Как правило, расчеты производятся для длительного периода, охватывающего сроки строительства и службы объекта, причем доходы и расходы инвестора дисконтируются и приводятся к определенному моменту времени (например, к году начала реализации проекта). По результатам расчетов определяют показатели эффекта и доходности проекта (их несколько), на основе которых инвестор принимает положительное или отрицательное решение о вложении капитала в рассматриваемый проект.

Основными величинами, от которых зависит эффективность проекта, являются объем инвестиций, ежегодные эксплуатационные расходы и ежегодная выручка от продажи продукции, вырабатываемой построенным объектом. Эта выручка должна компенсировать эксплуатационные расходы и окупить в течение какого-то срока вложенные инвестиции. Для проекта новой электростанции (как одной из альтернатив вложения свободного капитала ЭГК) выручка будет определяться количеством электроэнергии, которое эта электростанция производит, и ценой, по которой электроэнергия продается. Следовательно, инвестиции должны окупаться продажей электроэнергии *только одной этой* электростанции (в течение срока возврата  $T_R$ ).

Это сильно увеличивает инвестиционную составляющую цены на электроэнергию по сравнению с инвестиционной составляющей тарифов в регулируемых рынках, когда инвестиции распределяются на выработку всех электростанций ЭЭС. Для условий России такое *повышение цен* при переходе от самофинансируемой монополии к частным инвестициям в условиях конкурентного рынка оценивалось в 2–3 цент/кВт·ч [17, 59–61].

Указанные три особенности инвестирования новых электростанций приводят к тому, что в условиях конкурентного рынка издержки *действующих* электростанций, определяющие цены на оптовом рынке, будут заведомо ниже цен, необходимых для привлечения инвестиций в *аналогичные новые* электростанции. Это будет как при переходе от регулируемых к конкурентному рынку, так и в последующий период, когда такой рынок будет функционировать уже достаточно долго (см.[19]).

Для дальнейшего анализа важно еще раз отметить, что во 2-м механизме финансирования (табл. 5.1), когда электростанции строятся за счет кредитов банков или частными инвесторами при *гарантированном* возврате кредитов или инвестиций, процент на капитал  $\sigma$  будет ниже, чем при строительстве

электростанций в условиях конкурентного рынка (механизм 3). Ранее уже указывались ориентировочные значения этих процентов:  $\sigma_2 = 0,03 - 0,08$  и  $\sigma_3 = 0,12 - 0,20$  (индексы «2» и «3» будут обозначать в дальнейшем 2-й и 3-й механизмы финансирования). Таким образом, всегда будет иметь место неравенство

$$\sigma_2 < \sigma_3. \quad (5.1)$$

Нужно учитывать также одно из свойств ЭЭС, отмечавшихся в § 1.3 – **длительные сроки службы электростанций  $T_L$** . Как правило, они составляют 30 лет и более. Такие сроки явно превышают разумные сроки возврата инвестиций  $T_R$ , на которые будет ориентироваться частный инвестор (10–15 лет и даже менее):

$$T_R < T_L. \quad (5.2)$$

Из этого следует, что электростанция значительную часть своего срока службы (после возврата кредитов или инвестиций) будет работать, неся лишь чистые эксплуатационные издержки. При регулируемых рынках (механизм 2) это будет учтено путем исключения возвращавшихся сумм из инвестиционной составляющей тарифов для потребителей. При конкурентном рынке после возврата инвестиций у электростанций будет образовываться повышенная прибыль, которую можно назвать монопольной, так как она образуется за счет превышения цен над издержками.

Таким образом, можно выделить **три основных механизма финансирования строительства электростанций**, которые будут анализироваться в дальнейшем:

- **Механизм 1** – *самофинансирование* развития генерирующих мощностей при регулируемой монополии (модель 1).
- **Механизм 2** – строительство электростанций *за счет кредитов* в условиях регулируемой монополии (модель 1) или *частными инвесторами* при рынке «Единственный покупатель» (модель 2).
- **Механизм 3** – строительство электростанций *частными инвесторами* в условиях конкурентного оптового рынка (модели 3 и 4).

При механизме 1 инвестиции закладываются в тарифы с необходимым упреждением и потребители электроэнергии оплачивают эти инвестиции непосредственно в период строительства электростанций. После ввода электростанции в эксплуатацию потребители уже не несут никаких расходов, связанных с ее строительством.

В механизмах 2 и 3 картина получается в некотором смысле противоположная – у потребителей электроэнергии отсутствуют инвестиционные выплата-

ты в период строительства электростанции, но затем в течение срока возврата  $T_R$  они будут возмещать их с определенным процентом  $\sigma$ . Выплата кредита или оплата частных инвестиций оказывается растянутой во времени, однако общий размер выплат увеличивается в связи с начислением процента  $\sigma$ .

Указанные три способа финансирования развития генерирующих мощностей ЭЭС для большей четкости будем рассматривать в «чистом» виде, отвлекаясь от возможностей смешанного финансирования.

Цены на конкурентном рынке (механизм 3), естественно, формируются под воздействием спроса и предложения и на предстоящую перспективу являются неопределенными. Возможны условия, когда они окажутся низкими и инвестиции в новую электростанцию вообще не окупятся. При дальнейшем анализе мы будем рассматривать, в связи с этим, **необходимые цены**, при которых частные инвестиции окупаются за срок  $T_R$ , назначаемый инвестором (удовлетворяющий его). Исходя из этого срока (и процента на капитал  $\sigma$ , также устанавливаемого инвестором) можно определить необходимую величину составляющей «возврат инвестиций» и необходимую цену электроэнергии, добавляя эту составляющую к эксплуатационным издержкам, которые будут зависеть от технико-экономических показателей электростанции.

Рассмотрим теперь **процесс переноса капиталовложений** на тарифы и цены на электроэнергию применительно к одной новой электростанции. Это важно в связи с тем, что при любых механизмах финансирования *инвестиции в новые электростанции оплачиваются потребителями*, но иногда они могут оплачивать и образующуюся сверхприбыль.

Этот процесс за период строительства  $T_C$  и срок службы электростанции  $T_L$  для трех рассматриваемых механизмов финансирования иллюстрирует рис. 5.1. Затраты имеют смысл годовых затрат (млн дол./год) для одной и той же электростанции.

Для **монополии с самофинансированием** площадь  $K_1$  представляет полные капиталовложения (инвестиции) в электростанцию (предполагается их равномерное распределение по годам за период строительства  $T_C$ ). Они переносятся на тарифы для потребителей непосредственно в период строительства. В период эксплуатации на тарифы относятся только эксплуатационные издержки. На рисунке они показаны неизменными за весь срок службы электростанции  $T_L$ .

Напомним, что здесь представлены инвестиции и издержки лишь одной электростанции. Что касается тарифа для монопольной компании в целом, то он будет формироваться, во-первых, по средним издержкам всех действующих электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС). Во-вторых, этот тариф будет содержать инвестиционную составляющую, которая включает годовой объем инвестиций всех одновременно строящихся электростанций, но этот объем, как уже неоднократно отмечалось, относится на производство электроэнергии всеми дей-



ствующими электростанциями ЭЭС (вернее, на полезный отпуск электроэнергии монопольной компанией).

### 1. МОНОПОЛИЯ С САМОФИНАНСИРОВАНИЕМ



### 2. МОНОПОЛИЯ С КРЕДИТОВАНИЕМ И РЫНОК «ЕДИНСТВЕННЫЙ ПОКУПАТЕЛЬ»



### 3. КОНКУРЕНТНЫЙ РЫНОК С ЧАСТНЫМИ ИНВЕСТИЦИЯМИ

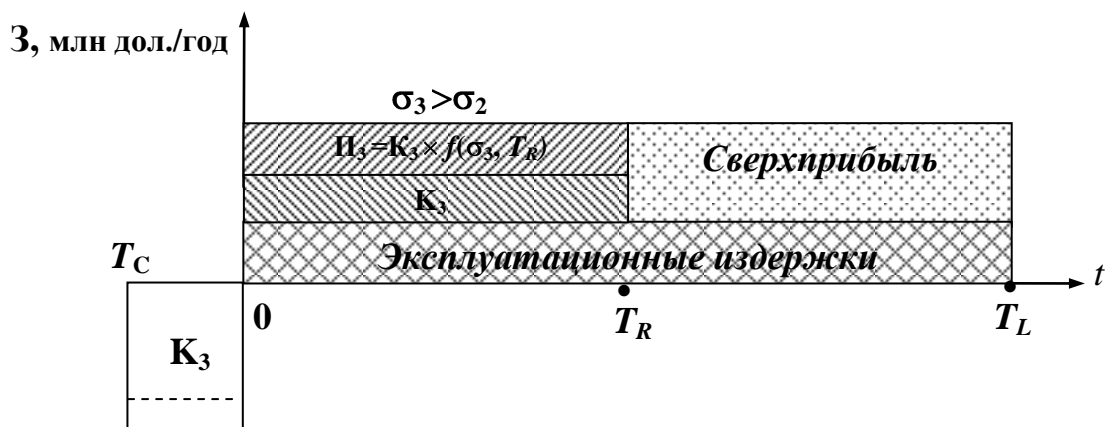


Рис. 5.1. Затраты на строительство и эксплуатацию новой электростанции, относимые на цену (тариф) на электроэнергию.

В монополии, развивающейся за счет кредитов, и в рынке «Единственный покупатель» строительство электростанции осуществляется «бесплатно» для потребителей (площадь  $K_2$  не заштрихована), но капиталовложения  $K_2$  возрастают по сравнению с  $K_1$  ввиду начисления процентов на капитал в период строительства. С началом эксплуатации на тарифы переносится (за период возврата  $T_R$ ) эта повышенная величина  $K_2$ , притом опять с начислением процента  $\sigma_2$ . Величина  $\Pi_2$  представляет собой прибыль кредитора или инвестора, зависящую от процента  $\sigma_2$  и срока возврата кредита или инвестиций  $T_R$ .

После возврата кредита или инвестиций на тарифы переносятся, как и в предыдущем случае, только «чистые» эксплуатационные издержки. Происходит это в связи с тем, что регулирующий орган включает выплату кредитов или инвестиций (с процентами) в необходимые расходы, относимые на тарифы, лишь тогда, когда они фактически выплачиваются. В этом состоит существенное отличие от условий конкурентного рынка.

Тарифы по монопольной компании или Закупочному агентству в целом формируются, как и в монополии с самофинансированием, по средним эксплуатационным издержкам действующих электростанций с добавлением инвестиционной составляющей. Последняя включает в себя выплаты по кредитам или инвестициям всех новых электростанций, у которых они еще не погашены, и эти выплаты разносятся на весь объем электроэнергии, отпущенной потребителям ЭЭС. Как показано в следующем параграфе, величина инвестиционной составляющей у монополии с кредитованием или Закупочного агентства может быть больше или меньше, чем у монополии с самофинансированием, в зависимости от соотношения процента на капитал  $\sigma$  и темпа развития  $\lambda$ .

Для конкурентного рынка рис. 5.1 построен в предположении, что цены на оптовом рынке электроэнергии достаточно высоки для привлечения частного инвестора (иначе электростанция не строилась бы). В этом случае процент на капитал  $\sigma_3$  больше, чем в предыдущем случае, из-за повышенного финансового риска. Поэтому сумма возвращаемых капиталовложений и прибыль инвестора дополнительно увеличиваются ( $K_3 > K_2$  и  $\Pi_3 > \Pi_2$ ).

Если цена на электроэнергию после возврата инвестиций продолжает оставаться выше эксплуатационных издержек (включающих нормальную прибыль), то владелец электростанции будет получать дополнительную прибыль. И эта сверхприбыль будет оплачиваться потребителями, покупающими электроэнергию, наряду с действительно необходимыми затратами, связанными с развитием ЭЭС. Следовательно, в условиях свободного рынка потенциально возможно

включение в цены на электроэнергию дополнительной прибыли электростанций, у которых инвестиции уже окупились.

На рис. 5.1 сверхприбыль показана в предположении, что цена на электроэнергию на оптовом рынке остается постоянной в течение всего срока службы электростанции  $T_L$ . Фактически для конкурентного рынка свойственны колебания цен в зависимости от избытка или недостатка генерирующих мощностей. Если представить, что ввод электростанции, рассматриваемой на рисунке, привел к избытку мощностей и снижению цен на оптовом рынке, то инвестиции в данную станцию окупаться не будут. Аналогично перестанут окупаться затраты на недавно построенные электростанции. И уж тем более не будут строиться новые электростанции, необходимость в которых появится через 5–10 лет. Поэтому логично предположить, что инвестор, построивший рассматриваемую электростанцию, был уверен, что необходимый ему высокий уровень цен сохранится достаточно долго. Это могло случиться лишь при устойчиво высоком уровне цен оптового рынка, сформировавшемся к моменту принятия решения о строительстве электростанции. Следовательно, для обеспечения развития генерирующих мощностей в условиях конкурентного рынка необходим постоянно высокий уровень цен. Они могут колебаться в некотором диапазоне, но в целом их уровень будет таков, что электростанции, окупившие свои инвестиции, будут получать повышенную (фактически монопольную) прибыль.

#### **Вставка 14. Механизмы финансирования строительства электростанций**

1. Можно выделить три основных механизма финансирования:

механизм 1 – *самофинансирование* развития генерирующих мощностей при регулируемой монополии;

механизм 2 – строительство электростанций *за счет кредитов* в регулируемой монополии и *частными инвесторами* при рынке «Единственный покупатель»;

механизм 3 – строительство электростанций *частными инвесторами* в условиях конкурентного рынка.

2. В механизме 1 инвестиции в электростанции закладываются в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей *непосредственно в период их строительства*, а затем потребители оплачивают только эксплуатационные издержки. В двух других механизмах электростанции строятся «бесплатно» для потребителей, но после их пуска *потребители оплачивают возврат кредитов или частных инвестиций* в течение срока возврата  $T_R$  с процентом на капитал  $\sigma$ .

3. В механизме 2 *гарантируется возврат* кредитов или частных инвестиций, в связи с чем процент на капитал  $\sigma$  будет меньше, а срок возврата  $T_R$

может быть больше, чем в механизме 3, где вложение инвестиций происходит в условиях *высокого риска*.

4. В механизмах 1 и 2 инвестиции в новые электростанции распределяются (делятся) на *всю электроэнергию*, отпускаемую потребителям данной ВИК или ЭЭС, что делает инвестиционную составляющую тарифов значительно меньше, чем в механизме 3, где инвестиции должны окупаться за счет электроэнергии *только одной* (самой) построенной *электростанции*.

5. В механизме 3 возможно получение производителями монопольной прибыли (сверхприбыли), оплачиваемой потребителями электроэнергии.

## § 5.2. Модели ценообразования и их анализ\*

Здесь приведены формулы для инвестиционной составляющей  $r$  и самих цен или тарифов  $p$  для трех рассматриваемых механизмов финансирования развития генерирующих мощностей ЭЭС, выполнены их анализ и сопоставление. Для всех трех случаев цена или тариф на электроэнергию представляется единообразно:

$$p = r + c, \quad (5.3)$$

где  $c$  – издержки производства (генерации) электроэнергии, состав которых предполагается одинаковым при всех моделях организации рынка. Это обеспечивает сопоставимость тарифов и рыночных цен.

Для удобства анализа и показа главных закономерностей при выводе формул сделан *ряд упрощений и допущений*:

– рассматриваются *электростанции одного и того же типа* с одинаковыми и неизменными технико-экономическими показателями как у действующих, так и у новых станций. Предполагается, что вся ЭЭС состоит только из таких электростанций. Для условий конкурентного рынка будет оговариваться возможность снижения издержек под воздействием конкуренции;

– *не учитывается срок строительства электростанций* – предполагается, что капиталовложения в каком-то году  $t$  обеспечивают вводы необходимых мощностей в конце этого года;

– в инвестиционную составляющую  $r$  включаются *капиталовложения, необходимые для развития* (обеспечения приростов установленных мощностей) *только электростанций* (от электрических сетей отвлекаемся);

– не учитываются расход электроэнергии на собственные нужды, потери в сетях и налоги;

---

\* Материал данного параграфа основан и в значительной мере повторяет содержание § 2.2 монографии [19].

– предполагается, что установленная мощность ЭЭС  $N$  возрастает (вслед за электропотреблением) с *постоянным* годовым темпом  $\lambda$ :

$$N_t = N_0 (1 + \lambda)^t; \quad (5.4)$$

– рассматривается *длительный период* развития ЭЭС, значительно превышающий срок службы электростанций  $T_L$  и, тем более, сроки возврата кредитов или инвестиций  $T_R$ .

В Приложении дан вывод формул для инвестиционной составляющей  $r$ . Ниже приведен лишь их окончательный вид (нумерация механизмов финансирования сохраняется такой же, как в предыдущем параграфе).

Для регулируемой монополии с *самофинансированием* (механизм 1) тариф на электроэнергию, обеспечивающий развитие генерирующих мощностей с темпом  $\lambda$ , определяется выражением

$$p_1 = \frac{\kappa}{h} \lambda + c, \quad (5.5)$$

где  $\kappa$  и  $h$  – удельные капиталовложения (дол./кВт) и годовое число часов использования установленной мощности электростанции (ч/год) при размерности  $p_1$  и  $c$  (дол./кВт·ч).

Простой вид выражения (5.5) объясняется тем, что при самофинансировании годовой объем капиталовложений  $K_t$ , необходимый для обеспечения годового прироста мощности  $\Delta N_t$ ,

$$K_t = \kappa \Delta N_t = \kappa \lambda N_{t-1}$$

относится на выработку электростанций, имевшихся к концу предыдущего года  $Q_t = h N_{t-1}$ :

$$r_1 = \frac{K_t}{Q_t} = \frac{\kappa \lambda N_{t-1}}{h N_{t-1}} = \frac{\kappa}{h} \lambda. \quad (5.6)$$

Выражение для тарифа *при механизме 2* (у регулируемой монополии, развивающейся путем *кредитования*, или в рынке «Единственный покупатель») оказывается гораздо более сложным:

$$p_2 = \frac{\hat{e}}{h} \frac{\sigma}{1 - (1 + \varrho)^{-T_R}} \left[ 1 - (1 + \lambda)^{-T_R} \right] + c \quad (5.7)$$

или, если преобразовать к виду с положительными степенями,

$$p_2 = \frac{\hat{e}}{h} \frac{\alpha(1 + \varrho)^{T_R}}{(1 + \varrho)^{T_R} - 1} \frac{(1 + \lambda)^{T_R} - 1}{(1 + \lambda)^{T_R}} + c, \quad (5.7a)$$

где  $T_R$  и  $\sigma$  – срок (годы) возврата кредитов или инвестиций и процент на капитал (в долях от единицы).

Можно видеть, что инвестиционная составляющая тарифа, которая представляет в данном случае годовой объем возвращаемых кредитов или инвестиций (взятых или вложенных в предыдущие годы), отнесенный на годовую выработку ЭЭС, зависит не только от темпа развития  $\lambda$ , но и от срока их возврата  $T_R$  и процента на капитал  $\sigma$ .

Вторая дробь в выражениях (5.7) и (5.7a) представляет собой достаточно широко известный и применяемый CRF (capital recovery factor), или коэффициент возврата (или окупаемости) капитала (см., например, [23]):

$$\text{CRF} = \frac{\sigma}{1 - (1 + \varrho)^{-T_R}} = \frac{\alpha(1 + \varrho)^{T_R}}{(1 + \varrho)^{T_R} - 1}. \quad (5.8)$$

Он получен в предположении, что заимствованный капитал возвращается с процентом  $\sigma$  равными ежегодными долями в течение  $T_R$  лет. Умножив на этот безразмерный коэффициент общую сумму займа, получим сумму годового равномерного возврата. Если умножить коэффициент на число лет возврата  $T_R$ , то можно узнать, насколько общая сумма возврата превышает первоначально заимствованную сумму за счет начисления процента  $\sigma$ . Этот же коэффициент (CRF) будет фигурировать в формуле цены на электроэнергию при конкурентном рынке, которая будет рассмотрена позже.

Формула (5.8) со сроком возврата, принятым равным сроку службы ( $T_R = T_L$ ), используется в [23] для оценки постоянных (не зависящих от режима) издержек электростанций. Фактически инвестор будет стремиться вернуть свой капитал значительно раньше – см. неравенство (5.2) в предыдущем параграфе.

Третья дробь (или квадратная скобка) в выражениях (5.7) или (5.7a), содержащая темп  $\lambda$ , характеризует прогрессивно нарастающий долг монопольной компании за взятые кредиты.\* При выводе формул (5.7) или (5.7a) предполагалось, что кредиты во все годы берутся под одинаковый процент  $\sigma$  и на одинаковый срок  $T_R$ . Поэтому здесь содержится тот же срок возврата  $T_R$ , который имеется во второй дроби (долг компании накапливался за предыдущие  $T_R$  лет, а за еще более ранние годы он уже был возвращен).

---

\* Аналогичное положение будет и при рынке «Единственный покупатель», но смысл формул проще пояснить для монополии с кредитованием.

Выражения вида (5.7) или (5.7а) нам в литературе не встречались, поэтому возможно, что в [19] они приведены впервые. Назовем по аналогии с CRF две дроби, содержащиеся в этих выражениях после  $k/h$ , **коэффициентом возврата** (или окупаемости) **капитала при развивающейся генерации** – **CRFEG** (*capital recovery factor at expanding generation*).

Следует заметить, что выражения (5.5) и (5.7) для тарифов монопольной компании имеют смысл тарифов, которые устанавливают регулирующие органы (энергетические комиссии). Такие тарифы, с одной стороны, обеспечивают нормальное развитие и функционирование ЭЭС, принадлежащей компании (предполагается, что в издержках содержатся нормальная прибыль, амортизация, налоги и другие эксплуатационные расходы компании). С другой стороны, при таких тарифах будет отсутствовать монопольная прибыль компании (при однотипных электростанциях тарифы, естественно, будут средними по ЭЭС или компании).

При рынке «Единственный покупатель» выражение (5.7) представляет собой *средневзвешенный* тариф на электроэнергию, покупаемую Закупочным агентством у *действующих и новых* производителей (ЭГК и НПЭ). При этом, опять-таки, предполагается, что во всех контрактах на строительство новых электростанций принимается один и тот же срок возврата инвестиций  $T_R$  и одинаковый процент на капитал  $\sigma$ .

Для условий **конкурентного рынка** (механизм 3) цена на оптовом рынке электроэнергии, обеспечивающая возврат частных инвестиций и покрытие эксплуатационных издержек, будет иметь вид

$$p_3 = \frac{\hat{e}}{h} \frac{\sigma}{1 - (1 + \sigma)^{-T_R}} + c \quad (5.9)$$

или с преобразованием к положительным степеням

$$p_3 = \frac{\hat{e}}{h} \frac{\sigma(1 + \sigma)^{T_R}}{(1 + \sigma)^{T_R} - 1} + c, \quad (5.9a)$$

где все обозначения прежние. С учетом того что частные инвестиции при конкурентном рынке должны окупаться за счет продажи собственной электроэнергии построенной электростанции, выражения (5.9) и (5.9а) записываются для каждой отдельной электростанции (и в них отсутствует темп  $\lambda$ ). Здесь предполагается, что она такого же типа, как и при регулируемых рынках, и с такими же технико-экономическими показателями (за исключением, возможно, издержек, которые могут быть меньше, чем при монополии).

Множитель при  $\frac{\kappa}{h}$  в (5.9) и (5.9а) представляет собой уже рассмотренный CRF (5.8). В целом эти формулы проще, чем для механизма 2, а определяемая по ним цена имеет смысл *минимальной цены* на электроэнергию на оптовом рынке, при которой инвестиции окупятся за срок  $T_R$  с процентом  $\sigma$ . Естественно, такая цена должна поддерживаться в течение всего срока окупаемости.

Инвестиционная составляющая  $r$  имеет разный вид в выражениях (5.5), (5.7) и (5.9), поэтому целесообразно провести качественный и количественный их анализ. Однако выражения (5.7) и (5.9) достаточно сложны, поэтому желательно их упростить и сделать более наглядными. Этого можно достичь, если биномиальные функции  $(1 + \sigma)^{T_R}$  или  $(1 + \lambda)^{T_R}$  разложить в ряды по формуле бинома Ньютона (см. [79]) и использовать только первые, наиболее значимые члены ряда. Не приводя здесь подробных выкладок, укажем, что, используя два первых члена таких рядов, можно получить

$$(1 + \sigma)^{T_R} \approx 1 + \sigma T_R \text{ и } (1 + \lambda)^{T_R} \approx 1 + \lambda T_R. \quad (5.10)$$

Воспользовавшись этими уравнениями и выражениями (5.7а) и (5.9а), нетрудно получить *приближенные формулы тарифов и цен*. Для регулируемой монополии с кредитованием и рынка «Единственный покупатель» будем иметь

$$p_2 = \frac{\hat{e}}{h} \lambda \frac{1 + \sigma T_R}{1 + \lambda T_R} + c, \quad (5.11)$$

а для конкурентного рынка –

$$p_3 = \frac{\kappa}{h} \left( \sigma + \frac{1}{T_R} \right) + c. \quad (5.12)$$

Эти выражения вместе с выражением (5.5) для монополии с самофинансированием, которое не требовало упрощений, уже гораздо легче анализировать и сопоставлять. Например, выражение (5.11) оказалось достаточно близким к (5.5): в нем появилась дополнительная простого вида дробь, содержащая величины  $\sigma$ ,  $\lambda$  и  $T_R$ .

Подробный *качественный анализ* формул тарифов и цен проведен в [19]. Укажем здесь наиболее интересные его результаты.

Анализируя и сопоставляя выражения (5.5) и (5.11), можно установить следующие тенденции и особенности *применительно к регулируемой монополии* и рынку «Единственный покупатель»:

**А.** При  $T_R = 0$  выражение (5.11) становится тождественным выражению (5.5). Это означает, что самофинансирование равноценно немедленному воз-



врату кредитов и имеет вполне реальный экономический смысл (соответствует фактическому механизму финансирования).

**Б.** При  $\lambda = \sigma$  числитель и знаменатель дроби в выражении (5.11) сокращаются и оно опять становится одинаковым с выражением (5.5). Из этого можно сделать вывод, что если кредиты берутся под процент, равный темпу развития, то безразлично, какой способ финансирования использовать. В этом случае инвестиционная составляющая  $r$  будет одинаковой при самофинансировании и кредитовании, причем при кредитовании становится безразличным, на какой срок брать кредиты (числитель и знаменатель, содержащие  $T_R$ , в выражениях (5.7) и (5.11) сокращаются и  $T_R$  исчезает).

К данному выводу следует относиться осторожно. Он справедлив, если ЭЭС достаточно долго развивается с постоянным темпом  $\lambda$ . Если представить, что в какой-то момент развитие прекратится, то при кредитовании у компании останутся долги перед банками, которые придется выплачивать еще в течение определенного периода, включая их в инвестиционную составляющую. При самофинансировании таких долгов не будет и тариф на электроэнергию в течение периода «последствия» будет меньше, чем при кредитовании. Данное обстоятельство не отражено в формулах (5.5) и (5.11), как и в выражениях (5.7) и (5.7а) ввиду предположения о постоянстве темпа  $\lambda$ , которое принято при их выводе.

**В.** Если  $\lambda < \sigma$ , то в выражении (5.11) дробь

$$\frac{1 + \sigma T_R}{1 + \lambda T_R} > 1,$$

т.е. тариф  $p_2$  при кредитовании будет больше, чем тариф  $p_1$  при самофинансировании. Это означает, что при  $\lambda < \sigma$  целесообразно не брать кредиты, а развивать генерирующие мощности путем самофинансирования. Одновременно это означает, что при низких темпах развития, как сейчас, например, в США и Западной Европе, нецелесообразно преобразование регулируемой монополии в рынок «Единственный покупатель», где механизм финансирования аналогичен кредитованию.

Если же, наоборот,  $\lambda > \sigma$ , то указанная дробь станет меньше единицы и соотношение тарифов будет обратным:  $p_2 < p_1$ . Следовательно, более выгодным будет развитие за счет кредитов, а также создание рынка «Единственный покупатель». Такая ситуация характерна в настоящее время для быстро развивающихся стран – Китая, Индии, Бразилии и др.

**Г.** Если  $\sigma = 0$ , то в регулируемой монополии тариф при кредитовании всегда меньше тарифа при самофинансировании:

$$p_2 = \frac{\kappa}{h} \frac{\lambda}{1 + \lambda T_R} + c < p_1 ,$$

т.е. всегда выгодно развитие за счет беспроцентных кредитов, причем брать их желательно на максимальный срок  $T_R = T_L$ . Данное обстоятельство достаточно очевидно по своему экономическому смыслу.

Сопоставим теперь (также качественно) *тарифы при 2-м механизме финансирования  $p_2$  (5.7) с ценами  $p_3$* , необходимыми для окупаемости частных инвестиций *при конкурентном рынке (5.9)*. Можно видеть, что инвестиционная составляющая при конкурентном рынке в выражении (5.9) содержит CRF (5.8):

$$p_3 = \frac{\kappa}{h} \text{CRF} + c . \quad (5.9б)$$

Тариф механизма 2 (5.7) также содержит CRF, но он умножается на дополнительный множитель, включающий темп развития  $\lambda$  и отражающий тот факт, что в механизме 2 инвестиции относятся на выработку всей ЭЭС, а не только одной вновь построенной электростанции, как это происходит при конкурентном рынке:

$$p_2 = \frac{\hat{c}}{h} \text{CRF} \left[ 1 - \frac{1}{1 + \lambda} \right]^{-T_R} + c . \quad (5.7б)$$

Нетрудно убедиться, что выражение в квадратных скобках всегда меньше единицы при положительных  $\lambda$  и  $T_R$  (при  $\lambda = 0$  оно обращается в нуль). Это можно сделать, например, используя приближенное уравнение (5.10):

$$1 - (1 + \lambda)^{-T_R} = 1 - \frac{1}{(1 + \lambda)^{T_R}} \approx 1 - \frac{1}{1 + \lambda T_R} < 1 . \quad (5.13)$$

Из этого следует важное заключение:

**Д.** При *одинаковых* процентах на капитал  $\sigma$  и сроках возврата кредита и частных инвестиций  $T_R$  инвестиционная составляющая тарифа в регулируемой монополии и рынке «Единственный покупатель» *всегда меньше* аналогичной составляющей цены, требующейся для окупаемости инвестиций при конкурентном рынке. Хотя, как видно из (5.13), эта разница уменьшается при увеличении  $\lambda$  и  $T_R$ .

Между тем, как уже неоднократно отмечалось, ввиду повышения финансового риска в условиях конкурентного рынка процент на капитал  $\sigma$  возрастает по сравнению с кредитами в условиях регулируемой монополии или инвестициями в рынке «Единственный покупатель». Это отражается на величине CRF (5.8). Анализируя выражение (5.8), можно установить, что CRF будет тем

больше, чем больше процент  $\sigma$ . Следовательно, в условиях конкурентного рынка (5.9б) CRF будет больше, чем при 2-м механизме финансирования (5.7б), и можно сделать еще один вывод:

**Е. Повышенный финансовый риск** в условиях конкурентного рынка **дополнительно повышает цену на электроэнергию**, необходимую для окупаемости частных инвестиций в электростанции, по сравнению с тарифом в регулируемой монополии или рынке «Единственный покупатель». Это обстоятельство усиливает вывод, сделанный в пункте «Д».

Используя приближенную формулу (5.12), можно **сопоставить** еще **тариф  $p_1$**  (5.5) в регулируемой монополии с самофинансированием **с ценой  $p_3$**  при конкурентном рынке. Сравнивая (5.5) и (5.12), сделаем еще один вывод:

**Ж.** Тарифы в регулируемой монополии с самофинансированием будут заведомо ниже цен, необходимых для возврата инвестиций в условиях конкурентного рынка, если соблюдается неравенство

$$\lambda < \sigma + 1/T_R, \quad (5.14)$$

где  $\sigma$  соответствует условиям повышенного риска ( $\sigma = 0,12 - 0,20$ ). Это означает, что при сроке возврата инвестиций  $T_R = 10-15$  лет конкурентный рынок может быть эффективнее регулируемой монополии с самофинансированием лишь при темпах развития генерирующих мощностей  $\lambda > 0,18 - 0,30$ , которые практически не реальны.

Перейдем теперь к **количественному анализу** значений тарифов и цен для различных соотношений  $\lambda$ ,  $\sigma$  и  $T_R$ , которые имеют или могут иметь место в различных странах. Анализ будем проводить по выражениям (5.5), (5.7) и (5.9), полученным в Приложении 1 при дискретном представлении процесса развития ЭЭС с годовыми интервалами времени. По-прежнему будем предполагать один и тот же вид электростанции с одинаковыми технико-экономическими показателями.

Учитывая, что указанные выражения различаются лишь множителями при  $\frac{k}{h}$ , обозначим эти множители соответственно  $A_1$ ,  $A_2$  и  $A_3$ :

$$A_1 = \lambda, \quad (5.15)$$

$$A_2 = \frac{\sigma}{1 - (1 + \sigma)^{-T_R}} \left[ 1 - (1 + \lambda)^{-T_R} \right], \quad (5.16)$$

$$A_3 = \frac{\sigma}{1 - (1 + \sigma)^{-T_R}} \quad (5.17)$$

Напомним, что множитель  $A_3$  представляет собой CRF, поэтому выражение (5.17) совпадает с (5.8). Этот же CRF входит в выражение (5.16) для  $A_2$ , которое мы назвали «коэффициентом возврата капитала при развивающейся генерации» – CRFEG. В табл. 5.2 приведены значения CRF в зависимости от  $\sigma$  и  $T_R$ , рассчитанные по формуле (5.8), которая тождественна (5.17). Эти значения  $A_3$  будут использоваться при дальнейшем анализе.

Заметим, что при  $\sigma = 0$

$$\text{CRF}_{\sigma=0} = \frac{1}{T_R}. \quad (5.18)$$

Это соотношение вытекает из достаточно очевидного факта: если кредит или инвестиции возвращаются без процентов равными ежегодными долями, то ежегодно выплачивается  $1/T_R$  часть кредита. Его можно получить также, если найти предел выражения (5.8) при  $\sigma \rightarrow 0$  или подставить  $\sigma = 0$  в выражение (5.12).

Т а б л и ц а 5.2

Значения CRF – *capital recovery factor* (множителя  $A_3$ )

$T_R$	$\sigma$						
	0,00	0,03	0,05	0,08	0,10	0,15	0,20
5	0,2000	0,2184	0,2310	0,2505	0,2638	0,2983	0,3344
10	0,1000	0,1172	0,1295	0,1490	0,1627	0,1993	0,2385
15	0,0667	0,0838	0,0963	0,1168	0,1315	0,1710	0,2139
20	0,0500	0,0672	0,0802	0,1019	0,1175	0,1598	0,2054
25	0,0400	0,0574	0,0710	0,0937	0,1102	0,1547	0,2021
30	0,0333	0,0510	0,0651	0,0888	0,1061	0,1523	0,2008

В табл. 5.3 представлены значения множителя  $A_2$  (CRFEG), которые зависят не только от  $\sigma$  и  $T_R$ , но и от  $\lambda$ . Используя значения табл. 5.2 и 5.3, проверим сначала справедливость некоторых выводов, сделанных на основании качественного анализа и сопоставления выражений (5.5), (5.7) и (5.9).

Рассматривая табл. 5.3, нетрудно заметить, что при всех значениях  $T_R$  величина  $A_2$  оказывается одинаковой при  $\lambda = \sigma$  и равной этим значениям  $\lambda$  и  $\sigma$  ( $A_2 = \sigma = \lambda = A_1$ ). Это подтверждает тезис «Б»: «... если кредиты берутся под процент  $\sigma$ , равный темпу развития  $\lambda$ , то безразлично, какой способ финансирования (самофинансирование или кредитование) использовать в регулируемой монополии».

Т а б л и ц а 5.3

Значения CRFEG – *capital recovery factor at expanding generation* (множителя  $A_2$ )

$T_R$	$\sigma$	$\lambda$					
		0,01	0,03	0,05	0,10	0,15	0,20
5	0,00	0,0097	0,0275	0,0433	0,0758	0,1006	0,1196
	0,03	0,0106	0,0300	0,0473	0,0828	0,1098	0,1306
	0,05	0,0112	0,0317	0,0500	0,0876	0,1161	0,1382
	0,08	0,0122	0,0344	0,0542	0,0949	0,1259	0,1498
	0,10	0,0128	0,0362	0,0571	0,1000	0,1326	0,1578
	0,15	0,0145	0,0410	0,0646	0,1131	0,1500	0,1784
	0,20	0,0162	0,0459	0,0724	0,1268	0,1681	0,2000
10	0,00	0,0095	0,0256	0,0386	0,0614	0,0753	0,0838
	0,03	0,0111	0,0300	0,0453	0,0720	0,0883	0,0983
	0,05	0,0123	0,0331	0,0500	0,0796	0,0975	0,1086
	0,08	0,0141	0,0381	0,0575	0,0916	0,1122	0,1250
	0,10	0,0154	0,0416	0,0628	0,1000	0,1225	0,1365
	0,15	0,0189	0,0510	0,0769	0,1224	0,1500	0,1671
	0,20	0,0226	0,0610	0,0921	0,1466	0,1796	0,2000
15	0,00	0,0092	0,0239	0,0346	0,0507	0,0585	0,0623
	0,03	0,0116	0,0300	0,0435	0,0637	0,0735	0,0783
	0,05	0,0134	0,0345	0,0500	0,0733	0,0845	0,0901
	0,08	0,0162	0,0418	0,0606	0,0889	0,1025	0,1092
	0,10	0,0182	0,0471	0,0682	0,1000	0,1153	0,1229
	0,15	0,0237	0,0612	0,0888	0,1301	0,1500	0,1599
	0,20	0,0297	0,0766	0,1110	0,1627	0,1876	0,2000
20	0,00	0,0090	0,0223	0,0312	0,0426	0,0469	0,0487
	0,03	0,0121	0,0300	0,0419	0,0572	0,0631	0,0655
	0,05	0,0145	0,0358	0,0500	0,0683	0,0753	0,0781
	0,08	0,0184	0,0455	0,0635	0,0867	0,0956	0,0992
	0,10	0,0212	0,0524	0,0732	0,1000	0,1103	0,1144
	0,15	0,0288	0,0713	0,0995	0,1360	0,1500	0,1556
	0,20	0,0371	0,0917	0,1280	0,1748	0,1928	0,2000
25	0,00	0,0088	0,0209	0,0282	0,0363	0,0388	0,0396
	0,03	0,0126	0,0300	0,0405	0,0521	0,0557	0,0568
	0,05	0,0156	0,0371	0,0500	0,0644	0,0688	0,0702
	0,08	0,0206	0,0489	0,0660	0,0850	0,0908	0,0927
	0,10	0,0243	0,0576	0,0776	0,1000	0,1068	0,1090
	0,15	0,0341	0,0808	0,1090	0,1404	0,1500	0,1531
	0,20	0,0445	0,1056	0,1424	0,1835	0,1960	0,2000
30	0,00	0,0086	0,0196	0,0256	0,0314	0,0328	0,0332
	0,03	0,0132	0,0300	0,0392	0,0481	0,0502	0,0508
	0,05	0,0168	0,0383	0,0500	0,0613	0,0641	0,0648
	0,08	0,0229	0,0522	0,0683	0,0837	0,0875	0,0885

0,10	0,0274	0,0624	0,0815	0,1000	0,1045	0,1056
0,15	0,0393	0,0896	0,1171	0,1436	0,1500	0,1517
0,20	0,0518	0,1181	0,1544	0,1893	0,1978	0,2000

Далее, если отталкиваться от какого-то значения  $A_2 = \sigma = \lambda$  (при любом  $T_R$ ) и проследить значения  $A_2$  в строке с фиксированным  $\sigma$ , то можно убедиться в том, что

- с уменьшением  $\lambda$  ( $\lambda < \sigma$ ) значения  $A_2$  становятся больше  $\lambda$  ( $A_2 > \lambda = A_1$ );
- при увеличении  $\lambda$  ( $\lambda > \sigma$ ) значения  $A_2$ , наоборот, оказываются меньше  $\lambda$  ( $A_2 < \lambda = A_1$ ).

Это подтверждает *тезис «В»*, что при  $\lambda < \sigma$  тариф  $p_1$  (5.5) будет меньше тарифа  $p_2$  (5.7) и в регулируемой монополии целесообразно самофинансирование развития генерирующих мощностей, а при  $\lambda > \sigma$ , наоборот,  $p_1 > p_2$  и целесообразно развитие за счет кредитов. Одновременно при  $\lambda > \sigma$  становится эффективным рынок «Единственный покупатель», который в этом случае равноценен регулируемой монополии с кредитованием (тот же 2-й механизм финансирования новых электростанций).

Проверим еще важный *тезис «Ж»*, утверждающий, что при одинаковых процентах на капитал  $\sigma$  и сроках возврата  $T_R$  кредита и частных инвестиций инвестиционная составляющая тарифа в регулируемой монополии или рынке «Единственный покупатель» (2-й механизм финансирования) *всегда меньше* составляющей цены при конкурентном рынке, необходимой для возврата инвестиций (механизм 3). Для этого нужно сопоставить цифры табл.5.2 ( $A_3$ ) и табл. 5.3 ( $A_2$ ) при одинаковых значениях  $\sigma$  и  $T_R$ . Можно убедиться, что это действительно так, особенно при небольших значениях срока возврата  $T_R$  и темпа  $\lambda$ . Так, при  $\sigma = 0,1$  и  $T_R = 10$  лет:

- значение  $A_3$  (и CRF) в табл. 5.2 равно 0,1627,
- значение  $A_2$  (табл. 5.3) равно 0,0628 при  $\lambda = 0,05$  (в 2,6 раза меньше) и 0,1000 при  $\lambda = 0,10$  (в 1,6 раза меньше).

С увеличением  $T_R$  и  $\lambda$  разница в значениях  $A_3$  и  $A_2$  уменьшается.

Рассмотрим теперь конкретные *соотношения множителей*  $A_1$ ,  $A_2$  и  $A_3$  для некоторых стран и регионов мира. Выберем для этого промышленно развитые страны (государства Западной Европы, США), где темпы развития электроэнергетики относительно малы (в последние годы и на ближайшую перспективу), Россию и Китай. В первой группе темпы развития ЭЭС можно принять 1–3% ( $\lambda = 0,01–0,03$ ), в России – около 5 %, а в Китае наблюдаются темпы до 10–15 %.

Что касается процентов  $\sigma$  и сроков возврата  $T_R$ , на которые берутся *кредиты* в регулируемых монополиях или возвращаются инвестиции при рынке «Единственный покупатель» (при 2-м механизме финансирования), то они,

несомненно, различаются по странам, конкретным проектам и времени их получения. Однако примем их одинаковыми для всех рассматриваемых стран. Напомним, что в регулируемых рынках практически отсутствует риск невозврата кредитов или инвестиций и их можно получать под относительно низкий процент и на длительный срок. В связи с этим для определения множителя  $A_2$  можно принять как представительные значения  $\sigma = 0,08$  и  $T_R = 20$  лет.

Для условий **конкурентного рынка** (механизм 3) назначение процента  $\sigma$  и срока возврата  $T_R$  представляется более трудным в связи с тем, что сведения об условиях вложения частных инвестиций рассматриваются обычно как конфиденциальные. Они не публикуются, их трудно получить, тем более как-то обобщить. Несмотря на это, логично предположить, что из-за повышенного финансового риска условия вложения инвестиций при конкурентном рынке будут существенно отличаться от условий кредитования и инвестирования в регулируемых рынках (об этом говорилось выше). Инвестор решится делать вложения лишь в расчете на повышенный процент  $\sigma$ . Поэтому для определения множителя  $A_3$  в качестве представительных можно использовать значения  $\sigma = 0,15$  и  $T_R = 15$  лет.

На основе принятых значений  $\lambda$ ,  $\sigma$  и  $T_R$  с использованием табл. 5.2 и 5.3 определены множители  $A_1$ ,  $A_2$  и  $A_3$  для рассматриваемых стран (табл. 5.4). Они характеризуют относительную величину инвестиционной составляющей тарифов и цен, необходимой для обеспечения развития однотипных генерирующих мощностей ЭЭС при различных способах финансирования. Эти множители, входящие в выражения (5.5), (5.7) и (5.9) для тарифов или цен на электроэнергию, можно непосредственно сопоставлять друг с другом.

Т а б л и ц а 5.4

**Соотношение инвестиционной составляющей тарифов и цен для различных стран и регионов мира**

Страна, регион	$\lambda = A_1$	$A_2$	$A_3$
Западная Европа, США	0,01	0,0184	0,1710
	0,03	0,0455	0,1710
Россия	0,05	0,0635	0,1710
Китай	0,10	0,0867	0,1710
	0,15	0,0956	0,1710

Из анализа табл. 5.4 можно сделать следующие заключения.

1. В странах с низкими темпами развития электроэнергетики (Западная Европа, США, Россия) самофинансирование в регулируемых монополиях (множитель  $A_1$ ) в 1,3–1,8 раза снижает инвестиционную составляющую тарифов по сравнению с кредитованием (множитель  $A_2$ ). Применительно к Китаю с очень

высокими темпами, наоборот, предпочтительнее кредитование либо переход к рынку «Единственный покупатель».

2. Инвестиционная составляющая цены электроэнергии при конкурентном рынке (множитель  $A_3$ ) во всех рассмотренных случаях значительно выше, чем у тарифов при регулируемых рынках. Эта разница особенно велика в промышленно развитых странах, где по сравнению с самофинансированием увеличение происходит в 3–15 раз. В условиях Китая  $A_3$  превышает  $A_2$  в 1,7–2 раза. Это означает, что финансирование развития генерирующих мощностей при регулировании рынка электроэнергии (механизмы 1 или 2) всегда *эффективнее*, чем при дерегулировании рынка (механизм 3).

Множители  $A_1$ ,  $A_2$  и  $A_3$  показывают относительные соотношения инвестиционной составляющей цен и тарифов, поэтому интересно оценить ее количественные значения для различных видов электростанций (в цент/кВт·ч). Если обозначить инвестиционную составляющую, как и в (5.3), буквой  $r$ , то ее количественные значения в соответствии с выражениями (5.5), (5.7), (5.9) и (5.15)–(5.17) можно определять по формуле

$$r_i = \frac{\hat{e}}{h} A_i, \quad i = 1, 2, 3, \quad (5.19)$$

где все обозначения прежние.

В табл. 5.5 приведены эти значения для основных видов электростанций в Европейской секции ЕЭС России. Они рассчитаны из следующих предположений:

- множители  $A_1$ ,  $A_2$  и  $A_3$  взяты из табл. 5.4 применительно к условиям России при темпе  $\lambda = 0,05$ ;
- удельные капиталовложения к приняты в соответствии с табл. 4.1;
- значения числа часов использования установленной мощности  $h$  взяты из табл. 4.4 (при  $Q_{\text{АЭЭ}} = 900 \text{ \AA} \cdot \div$ ) с корректировкой для КЭС на газе с ПГУ, которые более эффективны, чем такие же КЭС с паротурбинными установками, записанными в табл. 4.4.

Т а б л и ц а 5.5

**Оценки инвестиционной составляющей тарифов и цен для условий России (ЕЕЭС, 2010 г.)**

Электростанция	$k$ , дол./кВт	$h$ , ч/год	$r_1$ , цент/кВт·ч	$r_2$ , цент/кВт·ч	$r_3$ , цент/кВт·ч
ГЭС	2200	3000	3,67	4,66	12,54
АЭС	1650	7000	1,18	1,50	4,03
КЭС (уголь)	1200	5000	1,20	1,52	4,10
КЭС с ПГУ (газ)	800	5500	0,73	0,92	2,49



ТЭЦ (газ)	600*	5000	0,60	0,76	2,05
-----------	------	------	------	------	------

\* Половина капиталовложений в ТЭЦ отнесена на производство тепловой энергии.

Можно видеть, что самая большая инвестиционная составляющая оказалась у ГЭС, которые имеют высокие капиталовложения и низкое число часов использования. У АЭС и КЭС на угле она примерно одинакова. Значительно ниже инвестиционная составляющая у КЭС на газе с парогазовыми установками, которые будут преимущественно (вместо КЭС на газе с ПГУ) строиться в перспективе. Полученные значения для ТЭЦ следует рассматривать как условные в связи с тем, что половина капиталовложений предположительно отнесена на производство тепловой энергии.

Как и следовало ожидать, наиболее высокая инвестиционная составляющая получилась для конкурентного рынка (колонка « $r_3$ »). При принятых значениях  $\lambda$ ,  $T_R$  и  $\sigma$  она превышает таковую при 1-м и 2-м механизмах финансирования:

- у КЭС на газе с ПГУ более чем на 1,5 цент/кВт·ч,
- у АЭС и КЭС на угле – на 2,5–2,8 цент/кВт·ч,
- у ГЭС – на 8–9 цент/кВт·ч.

Непосредственно использовать в табл. 5.5 можно лишь цифры в колонке « $r_3$ » – для 3-го механизма финансирования, когда каждая электростанция должна «сама себя» окупать. В этом случае они показывают *превышение цен конкурентного* оптового рынка над эксплуатационными издержками соответствующего вида электростанций, при котором частные инвестиции окупятся (в принятый срок  $T_R$  с предполагаемым процентом  $\sigma$ ). Фактически это будет необходимое для *новых* электростанций превышение оптовых цен над издержками аналогичных *действующих* электростанций. Такое превышение, как отмечалось ранее, создает *ценовой барьер* для вхождения в конкурентный рынок электроэнергии новых производителей.

В регулируемых монополиях и при рынке «Единственный покупатель» инвестиционная составляющая тарифа будет зависеть от состава и пропорций новых (строящихся) электростанций. При этом значения колонок « $r_1$ » и « $r_2$ » будут определенным образом «взвешиваться». Эта «средневзвешенная» инвестиционная составляющая будет зависеть от оптимального состава (и мощностей) новых электростанций. Как правило, она будет ниже, чем величина  $r_3$  даже для наиболее эффективных парогазовых установок.

Полная величина тарифов или цен электроэнергии  $p$  (5.3) зависит еще и от издержек производства  $c$ , которые различны у разных видов электростанций. При регулируемых рынках (механизмы 1 и 2) средневзвешенные издержки генерации будут определяться структурой *действующих* электростанций.

**Вставка 15. Математические выражения для инвестиционной составляющей тарифов и цен электроэнергии, их качественный и количественный анализ**

1. Получены формулы для инвестиционных составляющих при разных механизмах финансирования строительства новых электростанций, которые отражают главные закономерности их формирования:

– при механизме 1 (самофинансирование при организации рынка по модели 1) инвестиционная составляющая  $r$  зависит от темпа развития генерирующих мощностей  $\lambda$ ;

– при механизме 2 (кредитование при модели 1 и частные инвестиции при модели 2)  $r$  зависит от темпов  $\lambda$ , процента на капитал  $\sigma$  и срока его возврата  $T_R$ ;

– при механизме 3 (частные инвестиции при моделях 3 и 4)  $r$  определяется значениями величин  $\sigma$  и  $T_R$ .

2. Качественный анализ этих формул выявил ряд тенденций и закономерностей:

– при  $\lambda < \sigma$  в регулируемых монополиях выгодно самофинансирование, а при  $\lambda > \sigma$ , наоборот, кредитование либо переход к рынку «Единый покупатель»;

– при одинаковых  $\sigma$  и  $T_R$  инвестиционная составляющая тарифов при механизме 2 **всегда меньше**, чем составляющая цены, необходимая для окупаемости инвестиций при механизме 3. Объясняется это тем, что в регулируемых рынках инвестиции раскладываются (делятся) на выработку *всех* электростанций ЭЭС, а в условиях конкурентного рынка инвестиции в новую электростанцию должны окупаться за счет выработки *только одной* этой станции. Повышенный финансовый риск при конкурентном рынке усиливает эту тенденцию.

3. Количественные расчеты подтвердили общие тенденции, выявленные при качественном анализе:

– в странах и регионах с темпами развития  $\lambda = 0,01-0,05$  (Западная Европа, США, Россия) самофинансирование в регулируемых монополиях в 1,3–1,8 раза снижает инвестиционную составляющую тарифов по сравнению с кредитованием. При очень высоких темпах  $\lambda = 0,10-0,15$  (Китай), наоборот, предпочтительнее кредитование или рынок «Единый покупатель»;

– для условий России инвестиционная составляющая при механизме 3 (конкурентный рынок) будет выше, чем при механизмах 1 и 2 (рынки с регулируруемыми ценами электроэнергии), на 1,5–3 цент/кВт.ч в зависимости

от структуры вновь вводимых электростанций. Нижняя цифра относится к КЭС на газе с ПГУ.

4. В целом качественный и количественный анализы показали, что для финансирования новых электростанций в условиях конкурентного рынка *всегда потребуются большее повышение цен*, чем в регулируемых рынках по моделям 1 или 2.

### § 5.3. Издержки генерации в долгосрочном периоде

Развитие ЭЭС и ее генерирующих мощностей, как указывалось в § 2.1, происходит в *долгосрочном периоде* (в терминах микроэкономики), когда производственные мощности фирмы *изменяются* (не фиксированы). Длительность долгосрочного периода может быть разной в зависимости от особенностей отрасли. Соответственно нужно рассматривать *долгосрочные* издержки и кривые предложения фирм, *долгосрочные* кривые спроса покупателей, *формирование цен в долгосрочном периоде*. При конкурентном (свободном, нерегулируемом) рынке равновесные цены, формирующиеся в долгосрочном периоде, должны определять *действительную цену* товара в развивающейся отрасли.

Применительно к электроэнергетике, как отмечалось ранее, в зависимости от модели организации рынка фирмой могут быть регулируемая монопольная компания (ВИК), электрогенерирующая компания (ЭГК), состоящая из нескольких электростанций, и даже отдельная электростанция (независимый или новый производитель электроэнергии – НПЭ), а также различные сетевые, распределительные и сбытовые компании, здесь не рассматриваемые. Проанализируем долгосрочные издержки отдельных электростанций, сферы генерации ВИК и электрогенерирующих компаний. Формированию цен в долгосрочном периоде посвящен § 5.4.

#### *Долгосрочные издержки электростанций*

Для *отдельных* электростанций понятие долгосрочных издержек, как представляется, вообще не имеет смысла. Можно говорить лишь о краткосрочных издержках *действующих и новых* электростанций.

Действующие (не модернизируемые) электростанции имеют фиксированные установленные мощности и постоянные издержки, которые не зависят от годового производства электроэнергии. Поэтому у них могут быть только краткосрочные издержки, рассмотренные в предыдущей главе.

Каждая новая электростанция также представляет собой отдельный объект, запроектированный на определенную установленную мощность. Будучи

построена, она будет работать с этой неизменной мощностью и иметь издержки, которые в микроэкономическом смысле нужно отнести к краткосрочным. Однако по сравнению с действующими у новых электростанций к чисто эксплуатационным издержкам добавляется *инвестиционная составляющая*. И это будет отражаться на участии новой электростанции в рынке электроэнергии.

Если электростанция входит в состав регулируемой вертикально-интегрированной компании, то ее эксплуатационные издержки (постоянные и переменные) войдут в состав издержек сферы генерации ВИК, а инвестиционные затраты – в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей. При самостоятельном участии новой электростанции в рынке «Единый покупатель» она будет поставлять электроэнергию Закупочному агентству по повышенной (по сравнению с действующими электростанциями) цене, учитывающей возврат инвестиций в согласованный срок  $T_R$  с некоторым процентом  $\sigma$ . При этом эксплуатационные издержки и инвестиционные затраты электростанции войдут во средневзвешенный тариф для потребителей, включающий инвестиционную составляющую.

Совсем иная ситуация будет при участии отдельной новой электростанции в конкурентном рынке электроэнергии. В этом случае она будет выходить на рынок со своими полными издержками, включающими как эксплуатационные издержки, так и инвестиционную составляющую. Это соответствует 3-му механизму финансирования строительства электростанций. Цена на электроэнергию, которую она может предложить (при которой окупятся ее инвестиции), будет определяться выражением (5.9). Естественно, она будет значительно выше издержек аналогичных действующих электростанций.

Для иллюстрации в табл. 5.6 рассчитаны краткосрочные издержки *действующих и новых* электростанций разных видов для того же примера Европейской секции ЕЭС России на уровне 2010 г., с которыми они будут выходить на конкурентный оптовый рынок. Издержки новых электростанций следует рассматривать как *долгосрочные издержки* отдельных электростанций соответствующего вида.

Т а б л и ц а 5.6.

**Краткосрочные и долгосрочные издержки отдельных электростанций  
(ЕЭС России, 2010 г.), цент/кВт·ч**

Электростанция	$h$ , ч/год	Краткосрочные	Долгосрочные	
		$SATC$	$r_3$	$LAC$
ГЭС	3000	1,17	12,54	13,71
АЭС	7000	2,28	4,03	6,31
КЭС (уголь)	5000	3,32	4,10	7,42
КЭС с ПГУ (газ)	5500	2,44	2,49	4,93
ТЭЦ (газ)	5000	2,81	2,05	4,86

Количество часов использования  $h$  и инвестиционная составляющая  $r_3$  (для 3-го механизма финансирования) приняты такими же, как в табл. 5.5. Краткосрочные издержки  $SATC$  взяты из табл. 4.9 с корректировкой их значений для КЭС на газе с ПГУ (в табл. 4.9 эти КЭС предполагались с паротурбинными установками). Долгосрочные издержки  $LAC$  определены как сумма краткосрочных издержек и инвестиционной составляющей:

$$LAC = SATC + r_3 . \quad (5.20)$$

Можно видеть, что долгосрочные издержки электростанций (или краткосрочные издержки новых электростанций) намного выше краткосрочных, особенно для капиталоемких ГЭС. В наименьшей степени они возрастают для КЭС с ПГУ на газе. Долгосрочные издержки ТЭЦ, как и ранее, следует считать условными ввиду отнесения половины их капиталовложений на производство тепловой энергии.

Таким образом, вместо долгосрочных издержек отдельных электростанций (или в качестве них) в случае *конкурентного* рынка электроэнергии следует рассматривать краткосрочные издержки *новых* электростанций, включающие инвестиционную составляющую. Процесс участия новых электростанций в конкурентном оптовом рынке будет проиллюстрирован в § 5.4.

### ***Долгосрочные издержки сферы генерации ВИК***

Развитие генерирующих мощностей *регулируемой* ВИК (модель 1) финансируется путем включения инвестиций в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей. При этом, как показано в § 5.1 и § 5.2, возможны два способа и механизма финансирования новых электростанций – самофинансирование (механизм 1) и строительство за счет банковских кредитов (механизм 2). В любом из двух случаев издержки ВИК увеличиваются на эту инвестиционную составляющую.

Следовательно, в долгосрочном периоде *к краткосрочным издержкам* ВИК *добавляется инвестиционная составляющая*. Если иметь в виду только сферу генерации и не учитывать инвестиции в электрические сети ЭЭС, то основные особенности этой составляющей при механизмах 1 и 2 будут такими, как показано в предыдущем параграфе.

В общем виде для *долгосрочных издержек ВИК* можно записать выражение

$$LAC_{\text{ВИК}} = SATC_{\text{ВИК}} + r , \quad (5.21)$$

где  $SATC_{\text{ВИК}}$  – краткосрочные средние общие издержки ВИК;  $r$  – инвестиционная составляющая. У долгосрочных издержек отсутствует постоянная составляющая (все издержки являются переменными), поэтому записано лишь, что это средние (удельные, на 1 кВт·ч) издержки ( $LAC$ ).

По своему смыслу долгосрочные издержки ВИК *достаточно хорошо согласуются* с тем пониманием, которое вкладывается в них в теории микроэкономики. Они содержат инвестиции, необходимые для развития компании, которое, естественно, оптимизируется, поэтому по мере внедрения все более прогрессивных технологий генерирования электроэнергии они будут снижаться с увеличением масштаба ЭЭС. Либо (при сохранении технологий генерации) под влиянием НТП будут уменьшаться удельные издержки в сфере транспорта и распределения электроэнергии. Аналогичный положительный эффект может достигаться также при объединении ЭЭС, принадлежащей данной ВИК, с соседними ЭЭС (см. § 1.2). Если отвлечься от таких внешних факторов, как инфляция, рост цен на топливо и т.п., то можно полагать, что *долгосрочные издержки ВИК будут уменьшаться* по мере роста ее мощности (годовой выработки). По крайней мере, если выражение (5.21) рассматривать для ВИК в целом, а не только для сферы генерации.

Уменьшение долгосрочных издержек ВИК с увеличением ее производства означает, что она является *естественной монополией* и ее долгосрочные *предельные* издержки ( $LMC$ ) *меньше, чем средние* ( $LAC$ ). Это имеет значение при государственном регулировании естественных монополий.

При регулировании тарифы для ВИК должны устанавливаться по *долгосрочным* издержкам, так как необходимо учитывать затраты компании на развитие ЭЭС. Возникает вопрос, по каким издержкам – средним или предельным? Теоретически рыночное равновесие считается оптимальным на пересечении кривой предложения производителей, представляющей собой *предельные* издержки, с кривой спроса покупателей. Однако, если тариф для естественной монополии устанавливать по долгосрочным *предельным* издержкам, то ее *средние издержки* не будут полностью компенсированы и компания разорится. Поэтому для регулируемых монополий делается «исключение из правила» – тарифы устанавливаются по долгосрочным *средним* издержкам ( $LAC$ ).

Следует заметить, что аналогичное положение имеет место и с краткосрочными издержками электростанций. Краткосрочные предельные издержки ( $SMC$ ) электростанций меньше их средних общих издержек ( $SATC$ ). Поэтому тарифы для них при регулировании должны устанавливаться (если ЭЭС не развивается) на уровне  $SATC$  (а не  $SMC$ ). И на конкурентный оптовый рынок электростанции также должны выходить с этими общими, а не с предельными издержками.

Дать графическое представление кривой долгосрочных издержек ВИК, аналогичное рис. 2.4, достаточно трудно: рис. 2.4 был чисто иллюстративным,

показывающим лишь основной смысл долгосрочных издержек некоторой («типичной») фирмы. Электроэнергетическая же вертикально-интегрированная компания имеет ряд существенных особенностей.

Во-первых, ВИК (и ЭЭС) непрерывно (ежегодно) развивается, притом по-объектно. Нельзя четко выделить какие-то варианты ее развития, соответствующие возрастающей производительности ВИК  $Q_{\text{ВИК}}$ . Таких вариантов чрезвычайно много, они перебираются в процессе оптимизации развития ЭЭС на перспективу, и из них выбирается наилучший для каждого будущего периода (года).

Во-вторых, кривые общих краткосрочных издержек ВИК, как показано в § 4.4, имеют вид, отличающийся от  $U$ -образной формы, которая предполагается для «типичных» фирм и исходя из которой построен рис. 2.4. Кривые  $SATC_{\text{ВИК}}$  (см. рис. 4.7) имеют ниспадающий вид и достигают минимума при максимальной годовой выработке электроэнергии  $Q_{\text{max}}$ . (Такой их вид является, по-видимому, дополнительным подтверждением того, что ВИК обладает свойством естественной монополии). Проиллюстрировать графически процесс добавления к  $SATC_{\text{ВИК}}$  инвестиционной составляющей  $r$  и экстраполяции на более высокую производительность ВИК автору не удалось.

В связи с этим не будем пытаться графически интерпретировать долгосрочные издержки ВИК, а ограничимся их формальной записью в виде выражения (5.21). Такое значение  $LAC_{\text{ВИК}}$  должно использоваться при установлении тарифов на электроэнергию для ВИК регулирующим органом (с добавлением расходов на транспорт, распределение и сбыт электроэнергии, а также нормальной прибыли).

### *Долгосрочные издержки электрогенерирующих компаний*

Смысл и использование долгосрочных издержек ЭГК существенно зависят от модели организации электроэнергетического рынка.

При рынке «Единственный покупатель» ЭГК поставляют электроэнергию Закупочному агентству по долгосрочным контрактам с регулируемыми ценами (тарифами). Поставки от новых электростанций, построенных какой-то ЭГК, осуществляются по повышенным (по сравнению с действующими электростанциями) ценам, обеспечивающим окупаемость инвестиций (с согласованными сроком  $T_R$  и процентом  $\sigma$ ). По ЭГК в целом издержки действующих и новых электростанций *осредняются* аналогично издержкам генерации ВИК, а доходы, получаемые от продажи электроэнергии Закупочному агентству, полностью их покрывают. В этом случае *долгосрочными* издержками ЭГК можно считать *средневзвешенные* издержки действующих и новых электростанций. Наряду с эксплуатационными издержками, они будут включать инвестиционную составляющую, которая складывается из сумм ежегодного возврата инвестиций в новые

электростанции. Формально при участии в рынке «Единственный покупатель» для долгосрочных издержек ЭГК можно записать выражение (5.21), заменив в нем индекс «ВИК» на «ЭГК».

Фактически при рынке «Единственный покупатель» долгосрочные издержки ЭГК не имеют особого значения, так как этот рынок не является «классическим», на котором цены формируются на пересечении кривых предложения производителей и спроса покупателей. В рынке «Единственный покупатель» ЭГК конкурируют друг с другом за заключение контрактов с Закупочным агентством на поставку электроэнергии от *действующих* электростанций и отдельно участвуют в конкурсах на строительство *новых* электростанций. Процессы текущей эксплуатации и развития компании для них при этом разделяются. В связи с этим не будем дальше углубляться в конкретный вид и количественные оценки долгосрочных издержек ЭГК применительно к данной модели рынка.

Гораздо более сложная ситуация с долгосрочными издержками ЭГК создается при *конкурентном* рынке электроэнергии. Здесь начинают проявляться свойства ЭЭС, рассмотренные в § 1.3:

- большая капиталоемкость и длительные сроки строительства электростанций;
- пообъектное развитие ЭЭС.

Увеличение производительности, или мощности ЭГК, происходит путем строительства новой электростанции (если отвлечься от возможных случаев модернизации действующих электростанций). Каждая новая электростанция представляет собой отдельный (самостоятельный) *инвестиционный проект*, требующий обоснования его эффективности и финансирования. Как показано в § 5.1, механизм финансирования в условиях конкурентного рынка принципиально отличается от таких механизмов в регулируемых монополиях и рынке «Единственный покупатель». Генерирующая компания, имея возможность вкладывать появившийся у нее свободный капитал в *любые* отрасли экономики, будет *индивидуально* и единообразно оценивать финансовую эффективность проекта новой электростанции как одной из альтернатив вложения капитала. Новая электростанция будет для нее эффективна, только если инвестиции окупятся в приемлемый срок  $T_R$  с желаемым процентом  $\sigma$  за счет продажи электроэнергии, производимой *самой этой* станцией (об этом уже говорилось в § 5.1).

Следовательно, в условиях конкурентного рынка сфера капитального строительства оказывается у ЭГК *отделенной* от сферы производства электроэнергии на действующих электростанциях. Краткосрочные издержки последних никак не связаны с инвестициями и издержками новой электростанции, поэтому понятие долгосрочных издержек для ЭГК в целом теряет смысл. Вместо них следует говорить о *краткосрочных издержках новых электростанций*, вклю-



чающих инвестиционную составляющую. Положение получается идентичным с НПЭ, строящими одну новую электростанцию.

Если краткосрочные издержки новой электростанции, строящейся ЭГК, интерпретировать как долгосрочные издержки этой компании, то для последних будет справедливо выражение (5.20). Конкретное значение  $LAC_{ЭГК}$  будет зависеть от вида новой электростанции, что было проиллюстрировано в табл. 5.6.

С такими долгосрочными издержками, а вернее, с краткосрочными издержками строящихся ею новых электростанций электрогенерирующая компания будет выходить на конкурентный оптовый рынок электроэнергии.

### **Вставка 16. Долгосрочные издержки отдельных электростанций, ВИК и ЭГК**

1. Для *отдельных электростанций* понятие долгосрочных издержек не имеет смысла. Вместо них следует говорить о *краткосрочных издержках новых* электростанций, которые включают инвестиционную составляющую. Последняя при организации рынка по моделям 1 и 2 войдет в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей. При *конкурентном* рынке (модели 3 и 4) владелец новой электростанции (например, НПЭ) будет выходить на долгосрочный рынок с издержками, включающими инвестиции в эту электростанцию.

2. В *развивающихся* вертикально-интегрированных компаниях смысл долгосрочных издержек достаточно хорошо согласуется с их пониманием в теории микроэкономики. Долгосрочные издержки ВИК наряду с издержками производства электроэнергии включают инвестиционную составляющую. Их средняя (удельная) величина  $LAC_{ВИК}$  определяется путем деления на общий отпуск электроэнергии компанией (от всех действующих и новых электростанций).

Ввиду положительного «эффекта масштаба», присущего ЭЭС, зависимость  $LAC_{ВИК}$  от объема производства электроэнергии будет иметь ниспадающий вид. Долгосрочные предельные издержки ( $LMC_{ВИК}$ ) будут меньше средних. Вследствие этого тарифы на электроэнергию для ВИК должны назначаться регулирующим органом на уровне долгосрочных средних издержек  $LAC_{ВИК}$  (а не  $LMC_{ВИК}$ ), чтобы компания не была убыточной.

3. Для *электрогенерирующих компаний* смысл и использование долгосрочных издержек зависит от модели организации электроэнергетического рынка:

– в рынке «Единственный покупатель» смысл долгосрочных издержек ЭГК примерно такой же, как у ВИК, – они содержат средневзвешенные

издержки производства электроэнергии и инвестиционную составляющую. Однако этот рынок не является «классическим» и долгосрочные издержки ЭГК не используются (не участвуют) при формировании оптовых цен;

– в условиях *конкурентного* рынка, вследствие особого механизма финансирования строительства новых электростанций (см. § 5.1 и 5.2), ЭГК будет участвовать в долгосрочном рынке *отдельно* своими действующими и новыми электростанциями. Для обеспечения своего развития ЭГК должна выходить на конкурентный рынок не с долгосрочными издержками ЭГК в целом, а с *краткосрочными издержками новых* электростанций. Ситуация оказывается аналогичной той, которая описана выше в п. 1 для НПЭ, строящего одну новую электростанцию, – при конкурентном рынке в качестве (или вместо) долгосрочных издержек ЭГК следует рассматривать краткосрочные издержки ее новых электростанций.

4. Значения краткосрочных издержек *новых* электростанций разных видов, которые можно интерпретировать как *долгосрочные* издержки отдельных электростанций или ЭГК в условиях конкурентного рынка, проиллюстрированы на примере Европейской секции ЕЭС России на уровне 2010 г.

#### **§ 5.4. Ценовой барьер для новых электростанций в условиях конкурентного рынка**

Анализ краткосрочных издержек электростанций и генерирующих компаний, проведенный в гл. 4, и долгосрочных издержек – в § 5.3, позволяет рассмотреть формирование цен на *конкурентном оптовом* рынке в долгосрочном периоде – в процессе развития ЭЭС. Для большей четкости и наглядности это будет выполнено опять на примере Европейской секции ЕЭС России для уровня 2010 г., когда намечается прекращение регулирования цен на электроэнергию.

##### ***Исходные положения, условия и предположения***

Предварительно нужно дать некоторые пояснения.

1. В конкурентном оптовом рынке в долгосрочном периоде будут участвовать как *действующие* электростанции и ЭГК, так и *новые* электростанции, строящиеся новыми производителями (НПЭ) или уже существующими ЭГК. Механизм финансирования новых электростанций в условиях конкурентного рынка (механизм 3) будет *одинаковым* и для НПЭ, строящего одну (первую свою) электростанцию, и для существующих ЭГК. В любом случае финансовая

эффективность новой электростанции должна оцениваться *индивидуально*, из условия, что вложенные в нее инвестиции окупаются за счет производимой ею же электроэнергии.

В связи с этим при *конкурентном* рынке в качестве *долгосрочных* издержек ЭГК следует рассматривать *краткосрочные* издержки *новых* электростанций, которые они будут (или планируют) строить. Эти издержки содержат инвестиционную составляющую аналогично новым электростанциям, сооружаемым НПЭ. Поэтому при анализе цен оптового рынка в долгосрочном периоде будут рассматриваться издержки новых электростанций разного вида в предположении, что они могут строиться как существующими ЭГК, так и НПЭ, т.е. *любыми инвесторами*.

2. В России, вследствие «*безвозмездной*» приватизации электроэнергетики в начале 90-х годов прошлого века, в издержках *действующих* электростанций *отсутствуют* какие-либо выплаты за произведенные ранее капиталовложения. Поэтому на конкурентный оптовый рынок действующие электростанции будут выходить со своими краткосрочными издержками, которые, естественно, значительно меньше издержек новых электростанций.

3. Рост электропотребления в долгосрочном периоде будет имитироваться путем *сдвига вправо* (в область более высокого производства электроэнергии) *кривой спроса потребителей*. Наклон этой кривой, зависящий от эластичности спроса, будет выбран экспертно и принят неизменным.

4. Как и в § 4.3, будем предполагать, что *все действующие* электростанции *одного вида* объединены в соответствующие ЭГК, которые рассматриваются суммарно. Техничко-экономические показатели электростанций разных видов, их суммарная установленная мощность и годовое производство электроэнергии на уровне 2010 г. принимаются такими же, как в гл. 4. Это позволяет использовать результаты ранее описанных расчетов.

Другие пояснения будут делаться по мере изложения материала.

### ***Сопоставление издержек действующих и новых электростанций***

На рис. 5.2 представлены краткосрочные издержки действующих и новых электростанций в Европейской секции ЕЭС России на уровне 2010 г. ТЭЦ на угле не рассматриваются ввиду их малой доли – только 2 % (см. табл. 4.1). Для КЭС на газе с паротурбинными установками показаны издержки лишь действующих станций, так как все новые КЭС на газе планируется сооружать с парогазовыми установками.

Издержки *действующих* электростанций приняты в соответствии с табл. 4.9 (*ATC<sub>i</sub>*) и табл. 5.6 (*SATC*), причем издержки КЭС на газе с ПТУ взяты из табл. 4.9, а с ПГУ – из табл. 5.6. Издержки *новых* электростанций полностью соответствуют *LAC* в табл. 5.6. Напомним, что инвестиционная составляющая

$r_3$  в издержках новых электростанций определялась при сроке возврата инвестиций  $T_R = 15$  лет и проценте на капитал  $\sigma = 0,15$ .

Штриховыми линиями на рис. 5.2 нанесены *средние общие* издержки по ЕЕЭС в целом (2,79 цент/кВт·ч) при электропотреблении 900 ТВт·ч/год, принятые по табл. 4.8 ( $ATC_{\text{ВИК}}$ ) и рис. 4.7, а также «маргинальные» издержки (3,36 цент/кВт·ч), по которым будут формироваться цены конкурентного оптового рынка. Термин «маргинальные» применен в смысле *наиболее высоких* издержек того вида электростанций, который *закрывает* баланс ЭЭС (можно было бы сказать также «издержки замыкающих электростанций»). В данном случае это будут издержки действующих КЭС на газе с ПТУ.

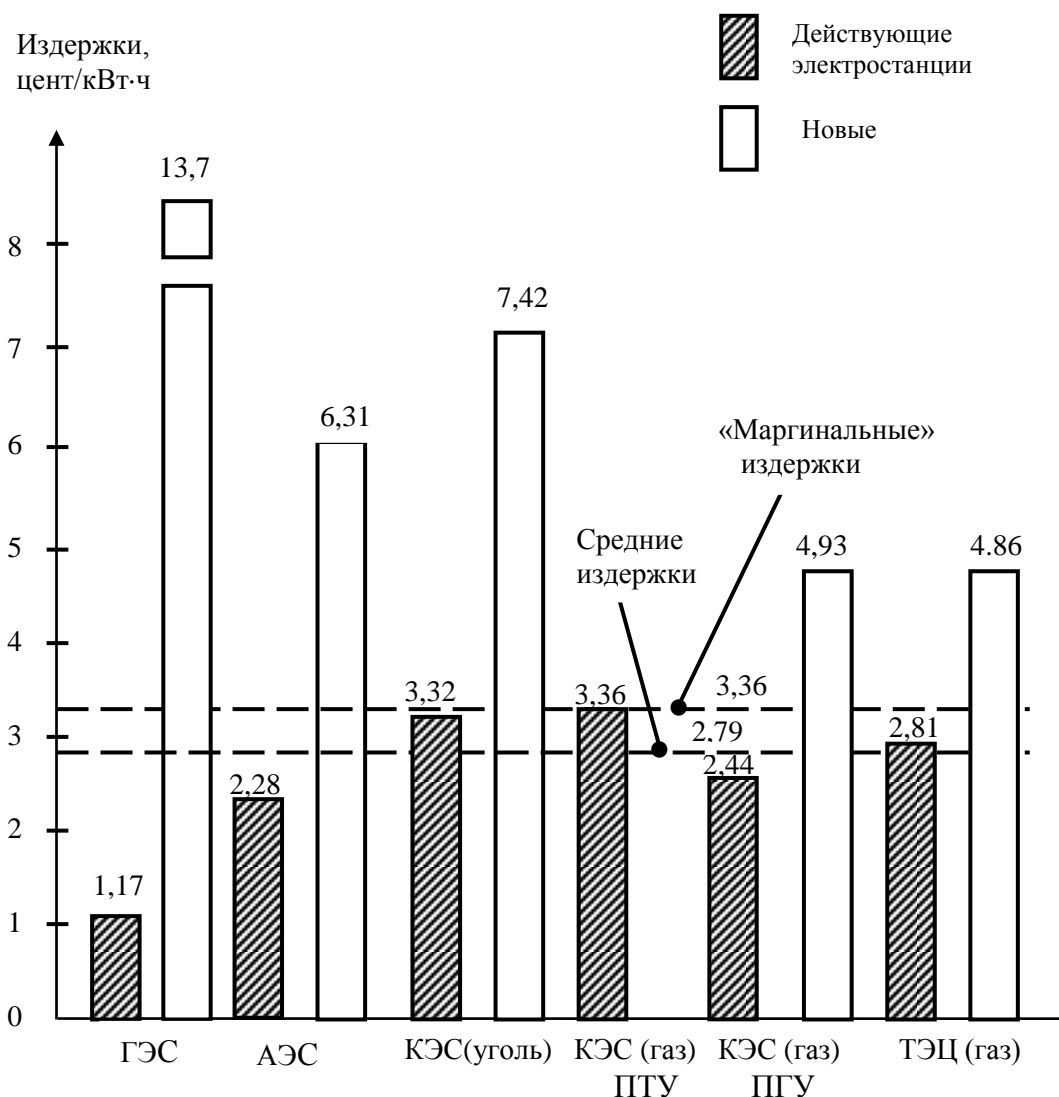


Рис. 5.2. Сопоставление издержек действующих и новых электростанций (ЕЕЭС России, 2010 г., 900 ТВт·ч).

Как указывалось в § 4.4, при *регуливании цен* (модели 1 и 2) оптовые цены (тарифы) будут устанавливаться в *краткосрочном* периоде на уровне *средних общих издержек* (2,79 цент/кВт·ч), а при *отсутствии регулирования* (модели 3 и 4) — на уровне *маргинальных издержек* (3,36 цент/кВт·ч).

ли 3 и 4) на оптовом рынке сформируются равновесные цены на уровне «маргинальных» издержек (3,36 цент/кВт·ч). Это повышение цен приведет к образованию «излишка производителя» на всех остальных видах электростанций. Такая ситуация сохранится пока не повысится спрос потребителей и не потребуются строительство новых электростанций.

Издержки новых электростанций, как видно из рис. 5.2 (и было ранее показано в табл. 5.6), значительно выше, чем у аналогичных действующих электростанций. Фактически их нужно отождествлять с *необходимыми ценами* оптового рынка, при которых инвестиции окупятся в срок  $T_R$  с процентом  $\sigma$ , принятыми при расчете инвестиционной составляющей  $r_3$ . Иными словами, для привлечения частных инвестиций в новые электростанции какого-то вида цены на *конкурентном* оптовом рынке в *долгосрочном периоде* должны превышать такие издержки. Это, естественно, должно привести к *еще большему* повышению цен оптового рынка в *долгосрочном* периоде по сравнению с маргинальными ценами на краткосрочном рынке. Иначе новые электростанции просто не будут строиться.

### ***Ценовой барьер в долгосрочном периоде***

Рассмотрим формирование оптовых цен на электроэнергию в долгосрочном периоде, когда требуется строительство новых электростанций. Проиллюстрируем это на том же примере Европейской секции ЕЭС России. Согласно имеющимся постановлениям Правительства РФ, регулирование цен электроэнергии должно полностью прекратиться в конце 2010 г. В связи с этим прием ситуацию на конкурентном оптовом рынке ЕЕЭС в 2010 г., рассмотренную в § 4.4 (рис. 4.8), за исходную и проанализируем формирование цен в последующий период.

На рис. 5.3 представлена ступенчатая линия средних общих издержек (АТС) электрогенерирующих компаний, взятая из рис. 4.8. Эту линию следует рассматривать как кривую предложения производителей  $S$  при электропотреблении в ЕЕЭС  $Q_{\text{ЕЕЭС}} = 900$  ТВт·ч/год. Как показано в гл. 4, в электроэнергетике производители (электростанции, ЭГК) должны выходить на конкурентный рынок со своими *общими* издержками (а не предельными, как в других отраслях). При построении рисунка сделано предположение, что 900 ТВт·ч является *максимально возможной* годовой выработкой действующих электростанций (хотя, в принципе, она может быть и больше), поэтому при данном значении  $Q$  кривая предложения  $S$  переходит в вертикальный участок.

Штриховыми линиями на рис. 5.3 нанесены, аналогично рис. 5.2, средне-взвешенные общие издержки по ЕЕЭС в целом (2,79 цент/кВт·ч) и «маргинальные» издержки (3,36 цент/кВт·ч). Кроме того, указаны издержки *новых* электростанций: КЭС на газе с ПГУ (4,93 цент/кВт·ч), АЭС (6,31 цент/кВт·ч) и КЭС

на угле (7,42 цент/кВт·ч). Издержки новых ТЭЦ и ГЭС не показаны ради упрощения рисунка.

Прямая  $D_1$  изображает *спрос потребителей в 2010 г.* перед прекращением регулирования цен (будем полагать, что до этого они полностью регулировались, хотя цены освобождались постепенно, начиная с 2007 г.). Точка А соответствует *платежеспособному* спросу при тарифе 2,79 цент/кВт·ч. Покупные тарифы для различных видов электростанций (ЭГК) были дифференцированы в соответствии с их издержками и включали лишь нормальную прибыль, выплачиваемую акционерам.

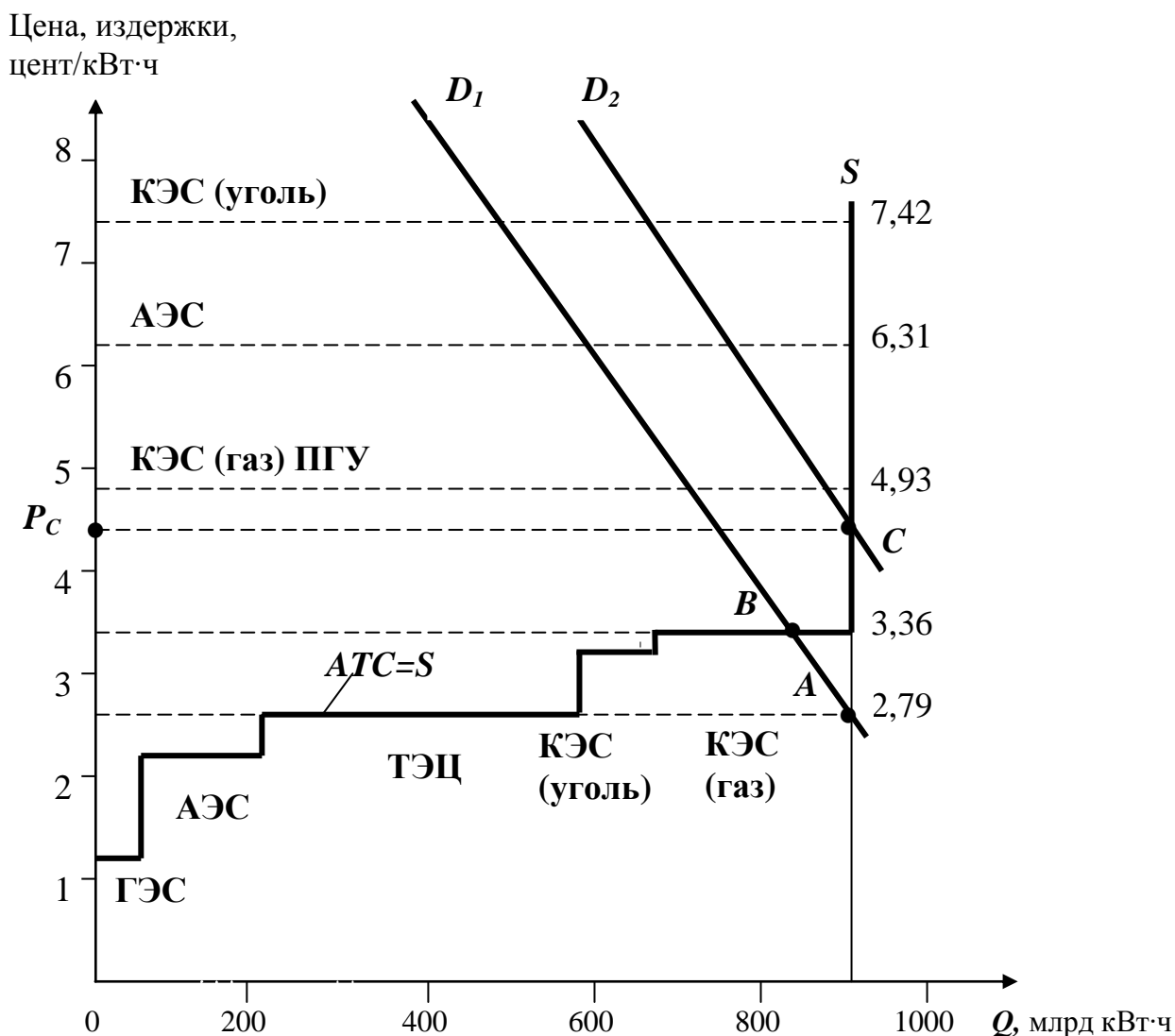


Рис. 5.3. Формирование цен в долгосрочном периоде на оптовом рынке ЕЕЭС (после 2010 г.).

После освобождения цен равновесие спроса и предложения будет достигнуто в точке В. Цена электроэнергии повысится при этом до маргинальной — до уровня издержек ЭГК с КЭС на газе. Спрос соответственно уменьшится. При цене электроэнергии, отвечающей точке В (3,36 цент/кВт·ч):

– оставшиеся потребители будут нести повышенные расходы на покупку электроэнергии;

– ЭГК с КЭС на газе будут получать нормальную прибыль, как и при регулировании, т.е. они ничего не выигрывают;

– ЭГК с остальными видами электростанций начнут получать сверхприбыль («излишек производителя»), равную разнице между ценой в точке В и их средними общими издержками (АТС).

Следовательно, при прекращении регулирования цен дополнительные расходы потребителей пойдут, как это было уже показано в § 4.4, на выплату сверхприбылей ЭГК с более эффективными электростанциями. Вряд ли такое положение можно считать нормальным.

Рассмотрим теперь *ситуацию с повышением спроса потребителей* электроэнергии и появлением необходимости развития ЭЭС (в нашем случае ЕЕЭС). При повышенном спросе  $D_2$  равновесие будет достигнуто в точке С на вертикальном участке кривой предложения  $S$ . Цена электроэнергии поднимется до уровня  $p_c$ . Спрос потребителей будет удовлетворяться в размере максимально возможной (как мы предположили) годовой выработки 900 ТВт·ч. Создавшаяся ситуация характеризуется:

а) еще большими (чем при  $D_1$ ) расходами потребителей на покупку электроэнергии;

б) получением сверхприбылей ЭГК с КЭС на газе. Это будет уже *монопольная* прибыль, равная разнице между ценой  $p_c$  и их общими издержками;

в) увеличением сверхприбылей остальных ЭГК. К «излишку производителя» у них добавляется указанная монопольная прибыль;

г) недостаточностью цены  $p_c$  для привлечения инвестиций в новые электростанции – имеется *ценовой барьер* для строительства новых электростанций, и они строиться не будут.

Указанная ситуация свидетельствует, во-первых, **о дефиците на рынке электроэнергии**. Понятие «дефицита» в данном случае отличается от обычно применяемого. Иногда говорят, что при свободном рынке не бывает дефицита – просто повысятся цены, что приведет к сокращению спроса и новому равновесию. Фактически для нормального (эффективного) функционирования любого рынка необходим некоторый избыток производственных мощностей. Только при этом условии равновесные цены будут формироваться на уровне предельных издержек производителей (в электроэнергетике – на уровне средних общих издержек «замыкающего» производителя). Если же спрос выходит на вертикальный (неэластичный) участок кривой предложения производителей, то это свидетельствует о недостатке производственных мощностей и превышении спроса над предложением. Цена на электроэнергию поднимается при этом выше издержек замыкающих производителей с образованием у них монопольной прибыли.

Именно такое состояние рынка, когда равновесие устанавливается на *вертикальном* участке кривой предложения  $S$ , а цена электроэнергии *превышает* издержки всех производителей с получением ими *монопольной* прибыли, будет пониматься как *дефицит*. В таком понимании термин «дефицит» будет применяться в дальнейшем (за исключением оговоренных случаев).

Во-вторых, ситуация в точке  $C$  на рис. 5.3 иллюстрирует *ценовой барьер* для новых производителей, создающийся при *конкурентном* рынке в электроэнергетике, – равновесная цена на оптовом рынке недостаточна для привлечения инвестиций в новые электростанции. Учитывая этот ценовой барьер, дефицит будет продолжаться неопределенно долго, можно сказать, постоянно. Если спрос еще больше возрастет (линия  $D$  сдвинется вправо) и цена поднимется до уровня издержек новых электростанций (и они начнут строиться), то дефицит все равно сохранится. Мощность каждой новой электростанции будет составлять лишь 2–5 % от общей мощности ЕЕЭС, т.е. незначительно влиять на соотношение спроса и предложения. А самое главное – для продолжения строительства (и развития ЭЭС) цена должна поддерживаться такой же высокой, превышая издержки действующих электростанций, которые будут получать монопольные прибыли.

Следовательно, развитие генерирующих мощностей в условиях конкурентного рынка (со свободными ценами) может происходить только *при постоянном дефиците мощностей*, сопровождаемом высокими ценами и сверхприбылями действующих производителей. Фактически при переходе к конкурентному рынку (прекращении регулирования цен) *в долгосрочном периоде возникает дилемма*:

– либо при *низких* ценах оптового рынка, соответствующих издержкам *действующих* электростанций, новые электростанции строиться не будут, что приведет к *дефициту* электроэнергии;

– либо *цены должны возрасти* на 2–4 цент/кВт·ч (и даже больше) с соответствующими *последствиями* для экономики и населения и с неоправданными *сверхприбылями* у действующих производителей электроэнергии.

Ни та ни другая альтернатива не могут являться приемлемыми, и *данное противоречие* характеризует *главное свойство конкурентного* электроэнергетического рынка в долгосрочном периоде, когда долгосрочные издержки производства представляют собой издержки новых электростанций. Это свойство рынка обусловлено свойствами ЭЭС, в первую очередь пообъектным их развитием, а также особым механизмом финансирования новых электростанций в условиях конкурентного рынка. Данное свойство (противоречие) еще раз свидетельствует о *несовершенстве* электроэнергетического рынка. На конкурентном оптовом рынке фактически сохраняются «рыночная власть» (доминирование) производителей электроэнергии над потребителями. Они могут *создавать дефицит и поднимать цены* путем *прекращения* строительства новых электро-



станций. И ценовой барьер способствует этому, усиливая мотивацию производителей к прекращению строительства.

Указанная дилемма, противоречие или недостаток долгосрочного рынка электроэнергии могут быть разрешены или устранены *только путем государственного регулирования* цен и централизованного планирования развития ЭЭС. **Повышенные цены**, требующиеся для окупаемости инвестиций, **должны получать лишь новые электростанции**, но не действующие. Именно так происходит в рынке «Единственный покупатель» (в регулируемой монополии это осуществляется еще проще). При отсутствии регулирования цен этот недостаток непременно себя проявит, о чем свидетельствует опыт Бразилии и Чили (см. гл. 6).

Из рис. 5.3 видно также, что для строительства новых электростанций разных видов нужны различные цены оптового рынка. Наиболее низкие они для КЭС с ПГУ на газе (4,93 цент/кВт·ч). Именно такие (и только такие) электростанции строились в условиях *конкурентного* рынка в Западной Европе, Австралии, Северной и Южной Америке. При сложившихся там ценах на природный газ, оборудование ПГУ и электроэнергию *действующих* АЭС и КЭС на угле инвестиции в новые электростанции с ПГУ могли окупаться.

По встречающимся оценкам (в неопубликованных источниках) для строительства новых КЭС с ПГУ на газе в Великобритании в конце XX в. требовались оптовые цены примерно 3,8 цент/кВт·ч (20 фунтов стерлингов за 1 МВт·ч), а в Австралии в начале текущего века – 3 цент/кВт·ч (40 австралийских долларов за 1 МВт·ч). Фактические оптовые цены в этих странах, несмотря на значительные колебания, в среднем превышали указанные значения, что стимулировало вводы таких электростанций. В Великобритании во второй половине 90-х годов наблюдался даже «бум» со строительством ПГУ на газе.

Для привлечения инвестиций в новые АЭС, КЭС на угле и, тем более, ГЭС необходимы очень высокие цены. Строительство этих электростанций практически прекратилось в странах, перешедших к конкурентному рынку. А в странах, где отсутствуют ресурсы дешевого природного газа и необходимо строительство таких капиталоемких электростанций, переход к конкурентному рынку оказался просто невозможным, так как это привело бы к чрезвычайно большому повышению цен на электроэнергию. Как будет видно из обзора рынков в гл. 6, данное обстоятельство способствовало сохранению регулируемых рынков как в развитых, так и развивающихся странах, где требуется строительство АЭС, ГЭС, КЭС на угле или электростанций на нетрадиционных возобновляемых источниках энергии.

Из анализа рис. 5.3 можно сделать еще один вывод – при конкурентном рынке новые электростанции будут строиться в порядке уменьшения их *финансовой эффективности* для инвестора, т.е. по критерию *скорейшей окупаемости инвестиций*: сначала КЭС с ПГУ на газе, потом АЭС и т.д. Это означает, что

при отсутствии государственного регулирования формирующаяся структура генерирующих мощностей *не будет действительно оптимальной*, какой она должна быть по критерию *минимума суммарных затрат* на развитие и функционирование ЭЭС. В конечном итоге это приведет к дополнительному увеличению издержек производства и цен электроэнергии. Оптимальная структура генерирующих мощностей может быть обеспечена лишь при централизованном проектировании и планировании развития ЭЭС, что возможно при организации рынка по моделям 1 и 2.

В заключение следует отметить, что на некоторых конкурентных рынках (например, рынке *PJM* в США) для преодоления рассмотренного недостатка (ценового барьера) организуется так называемый «рынок мощности» (он предусматривается и в концепции российского НОРЭМа). Концепции рынков мощности, сочетаемых со спотовыми рынками, теоретически еще слабо проработаны, подвергаются критике и пересмотру. Как правило, предполагается, что торговать на рынке мощности будут только электростанциями с ГТУ и ПГУ на природном газе, хотя их может оказаться недостаточно и потребуются другие виды электростанций. Можно ожидать, что рынки мощности окажутся такими же неудачными, как спотовые рынки. Их организацию можно рассматривать как очередную попытку производителей электроэнергии всеми мерами избежать регулирования.

**Вставка 17. Ценовой барьер в долгосрочном периоде и его последствия**

1. Более высокие издержки *новых* электростанций, которые нужно рассматривать как долгосрочные издержки НПЭ и ЭГК, приводят *при конкурентном* оптовом рынке к образованию в *долгосрочном* периоде *ценового барьера* для их строительства. Этот барьер проиллюстрирован на примере ЕЭС России для периода после 2010 г.

2. Возникает дилемма (противоречие):

– либо при ценах оптового рынка, соответствующих издержкам *действующих* электростанций, новые электростанции строиться не будут, что приведет к *дефициту* электроэнергии;

– либо цены *должны возрасти* на 2–4 цент/кВт·ч (и даже больше) с *ущербом* для экономики и населения и с *монопольными* сверхприбылями *действующих* производителей.

Под дефицитом понимается такое состояние рынка, когда равновесие устанавливается на *вертикальном* участке кривой предложения производителей, цена *превышает* издержки производства и все производители получают *монопольную* прибыль.

3. Указанное противоречие (недостаток электроэнергетического рынка в долгосрочном периоде) может быть преодолено только *путем государственного регулирования*. Высокие цены, требующиеся для окупаемости инвестиций, должны получать лишь *новые* электростанции. При отсутствии регулирования развитие генерирующих мощностей ЭЭС может происходить только *при постоянном дефиците* мощностей (и электроэнергии), сопровождаемом высокими ценами и сверхприбылями действующих производителей. Это еще одно свидетельство несовершенства электроэнергетического рынка, в данном случае применительно к долгосрочному периоду.

4. Наиболее низкие цены оптового рынка необходимы для строительства *новых* электростанций с ПГУ на природном газе. Практически только такие станции и строились в странах, перешедших к конкурентному рынку. Строительство капиталоемких АЭС, ГЭС и КЭС на угле там прекратилось. В странах, где отсутствуют ресурсы дешевого природного газа и необходимо строительство таких капиталоемких электростанций, переход к конкурентному рынку просто невозможен, так как это привело бы к чрезвычайному повышению цен на электроэнергию.

5. Для преодоления рассмотренного недостатка на некоторых конкурентных рынках (например, рынке *PJM* в США) организуются «рынки мощности». Концепции таких рынков теоретически слабо проработаны и можно ожидать, что они потерпят неудачу аналогично спотовым рынкам. Их организацию следует рассматривать как очередную попытку производителей электроэнергии избежать регулирования.

### **§ 5.5. Обоснование эффективности межсистемных и межгосударственных электрических связей при различных моделях организации рынка**

Данный материал основан на многолетних исследованиях автора и его коллег по оценке эффективности межгосударственных связей (МГЭС) в Северо-Восточной Азии, которые обобщены в монографии [24]. В процессе этих исследований выявилось очень существенное влияние моделей организации рынка в электроэнергетике объединяемых стран на механизмы финансирования строительства МГЭС и, следовательно, на методику оценки их эффективности. Если при регулируемых рынках (модели 1 и 2) финансирование и оценка эффективности МГЭС особых трудностей не вызывают, то при конкурентных рынках (модели 3 и 4) возникают серьезные проблемы с *инвестированием*, которые могут привести к отказу от строительства МГЭС, даже если она *экономически* эффективна. Эти проблемы непосредственно связаны с *реализацией* эффектов от объединения ЭЭС, которые были рассмотрены в § 1.2.

С некоторой условностью можно выделить три проблемы (хотя они и взаимосвязаны) с обоснованием МГЭС в условиях *конкурентного* рынка:

1) невыгодность *экспорта* электроэнергии для *потребителей* страны–экспортера и *производителей* страны–импортера;

2) проблематичность реализации *мощностного* эффекта от объединения ЭЭС;

3) общая сложность обоснования *финансовой* (коммерческой) эффективности МГЭС для потенциальных инвесторов.

Аналогичные проблемы возникают при конкурентном рынке и с обоснованием эффективности межсистемных электрических связей (МСЭС) внутри одной страны. Поэтому ниже будут рассматриваться и МСЭС, и МГЭС с соответствующими комментариями.

Следует отметить, что указанные проблемы очень редко называются и обсуждаются в публикациях, вследствие чего автор специально указал их в § 3.3 в числе недостатков конкурентного рынка и посвятил им данный параграф. Из-за этих проблем резко снизилось (или даже прекратилось) сетевое строительство в странах, перешедших к конкурентному рынку, а также развитие межгосударственных электроэнергетических объединений (МГЭО) в соответствующих регионах мира. Положение здесь во многом аналогично развитию генерирующих мощностей ЭЭС.

### ***Ситуация при регулируемых и конкурентном рынках электроэнергии***

При обосновании строительства МСЭС или МГЭС (в дальнейшем будем писать для краткости только МСЭС) *следует различать* их экономическую и финансовую эффективность.

*Экономическая* эффективность оценивается путем сопоставления *двух* вариантов развития и функционирования объединяемых ЭЭС: при отсутствии МСЭС и при ее сооружении. Будем называть их вариантами «раздельной» и «совместной» работы ЭЭС. При этом учитываются различные эффекты – энергетические, экологические, социальные и, возможно, некоторые другие. Эти эффекты необходимо тем или иным образом выразить в денежной форме (в рублях, долларах и т.п.) либо как-то учитывать в дополнение к экономической оценке. Одновременно нужно определить целесообразную пропускную способность МСЭС, ее техническое исполнение и необходимые затраты (капитальные и эксплуатационные). При расчете эффектов, естественно, приходится применять соответствующие математические модели, включая модели развития ЭЭС, соизмеряя должным образом единовременные капиталовложения и ежегодные издержки.

Если общие (суммарные, приведенные) экономические (денежные) затраты, включая затраты в МСЭС, в варианте совместной работы ЭЭС оказались

меньше, чем в варианте отдельной их работы, то сооружение МСЭС экономически эффективно. Экономическая эффективность является необходимым, но еще недостаточным условием строительства МСЭС.

Для реализации проекта МСЭС требуется показать также ее финансовую (коммерческую) эффективность для всех участников проекта (стран, компаний, инвесторов и др.). Только в этом случае может быть достигнуто соглашение об ее строительстве.

Процесс оценки финансовой эффективности также достаточно сложный [78]. Основной ее смысл – показать, что доходы каждого участника от реализации проекта будут превышать сделанные им затраты. Об этом уже говорилось в § 5.1 применительно к оценке финансовой эффективности новой электростанции для ее инвестора. Здесь будет еще сложнее, так как участников проекта МСЭС несколько и нужно оценить финансовую эффективность для каждого из них.

Оценка экономической эффективности МСЭС не зависит от модели организации электроэнергетического рынка. Сопоставление вариантов отдельной и совместной работы ЭЭС нужно проводить в любом случае. От вида рынка будут зависеть источники финансирования МСЭС, состав участников проекта и оценка финансовой эффективности для каждого участника. Рассмотрим это подробнее.

На рис. 5.4 представлена общая схема взаимодействия компаний при моделях рынка 1 и 2. Эти модели рассматриваются совместно, так как у них имеется много общего.

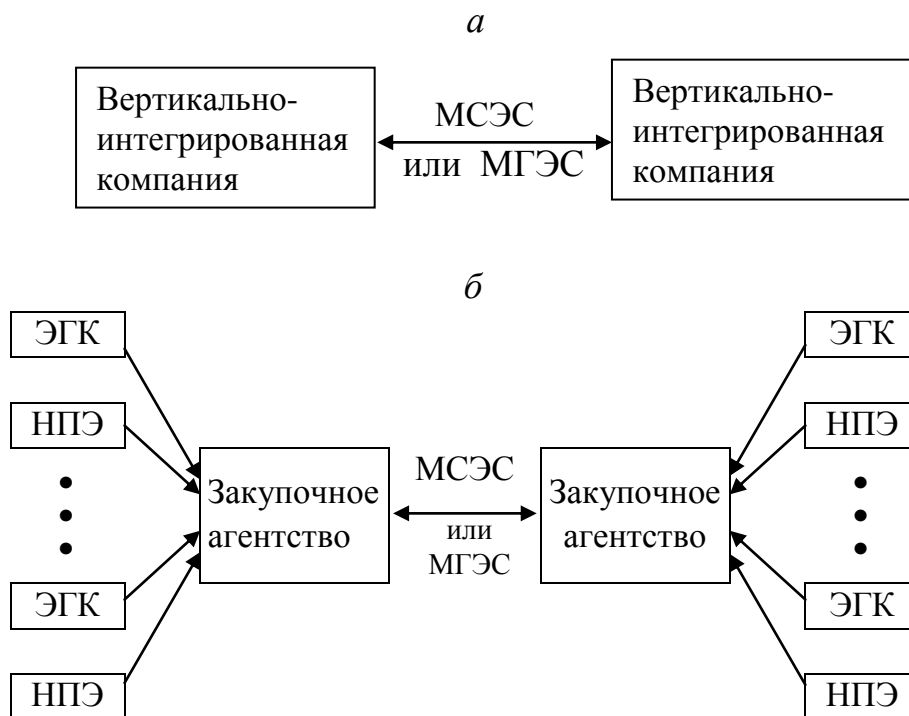


Рис. 5.4. Сооружение МСЭС или МГЭС при моделях рынка: а – регулируемая монополия; б – «Единственный покупатель».

Главное сходство состоит в том, что по концам МСЭС или МГЭС будут единые энергетические компании: вертикально-интегрированная при модели 1 и Закупочное агентство при модели 2. В принципе такая же ситуация будет и в случае (который не показан на рисунке), когда на одном конце МСЭС имеется вертикально-интегрированная компания, а на другом – Закупочное агентство. Если МСЭС экономически эффективна, то эти единые компании получают реальный эффект от ее строительства (объединения своих ЭЭС), в том числе и за счет экономии капиталовложений в новые электростанции. Для вертикально-интегрированной компании эти эффект и экономия вполне очевидны. Закупочное агентство также может реализовать данный эффект, заключив соглашение на совместное строительство МСЭС и получение мощности (и электроэнергии) из соседней системы, вместо заключения контрактов на строительство новых электростанций с собственными ЭГК или НПЭ.

Следовательно, если МСЭС экономически эффективна, то вертикально-интегрированные компании и закупочные агентства *могут профинансировать* ее строительство за счет достигаемой при этом экономии затрат, договорившись о распределении затрат в МСЭС и взаимных поставках мощности и электроэнергии. Общие издержки и тарифы у конечных потребителей в обеих компаниях будут *ниже*, чем при их раздельной работе (при отсутствии МСЭС), поэтому регулирующие органы обеих компаний согласуют расходы на строительство и содержание МСЭС, включив их в тарифы на электроэнергию.

Оценка финансовой эффективности МГЭС при моделях рынка 1 и 2 также относительно проста. В этом случае будет два основных участника проекта – по одному из каждой страны. Может быть создано также совместное предприятие (дочерняя компания) для строительства и эксплуатации МГЭС. Однако условия ее финансово-экономической деятельности полностью определяются договоренностью, достигнутой основными участниками. Непосредственная оценка финансовой эффективности МГЭС для каждой страны может производиться по общепринятой методике [78]. Естественно, потребуются переговоры о ценах экспортируемой электроэнергии, распределении затрат в МГЭС, плате за ее использование и т.п., чтобы обеспечить финансовую эффективность МГЭС для каждой страны (подробнее см. [24]).

Следует отметить, что существующие сейчас межгосударственные связи и энергообъединения в Западной Европе и Северной Америке были созданы в XX в. в бытность естественных регулируемых монополий, когда не возникало трудностей с финансированием МГЭС.

На рис. 5.5 представлена ситуация, когда обосновываемая МСЭС или МГЭС соединяет системы или страны *с конкурентными рынками электроэнергии*. Естественно, МСЭС выходит на оптовые рынки, где несколько независимых электрогенерирующих и сбытовых компаний (ЭГК и СК) конкурируют друг с другом. МСЭС должна стать участником обоих оптовых рынков, причем

реверсивные МСЭС будут выступать попеременно то продавцами, то покупателями электроэнергии. Такая ситуация будет характерна как для модели 3, так и для модели 4, рассмотренных в § 3.1, поэтому в дальнейшем будем говорить просто о «конкурентном рынке».

Условия обоснования и сооружения МСЭС или МГЭС при конкурентном рынке кардинальным образом изменяются по сравнению с рассмотренными для моделей 1 и 2:

- вместо единых компаний на каждом конце МСЭС теперь появляются оптовые рынки с множеством электрогенерирующих и сбытовых компаний (отвлекаясь от крупных потребителей, которые могут выходить непосредственно на оптовый рынок, минуя СК); становится неясным, *какие именно* компании (и каким образом) смогут реально получить эффект от сооружения МСЭС и *профинансировать ее строительство*, т.е. становится неопределенным состав участников проекта МСЭС и его инвестор;

- вместо *договорных цен* (тарифов) на передаваемую по МСЭС электроэнергию, которые устанавливались участвующими сторонами на длительный срок (10–20 лет или даже больше), теперь на оптовых рынках будут формироваться *равновесные цены* в соответствии со спросом и предложением. Эти цены характеризуются большой неопределенностью и практически не поддаются прогнозированию на длительный период;

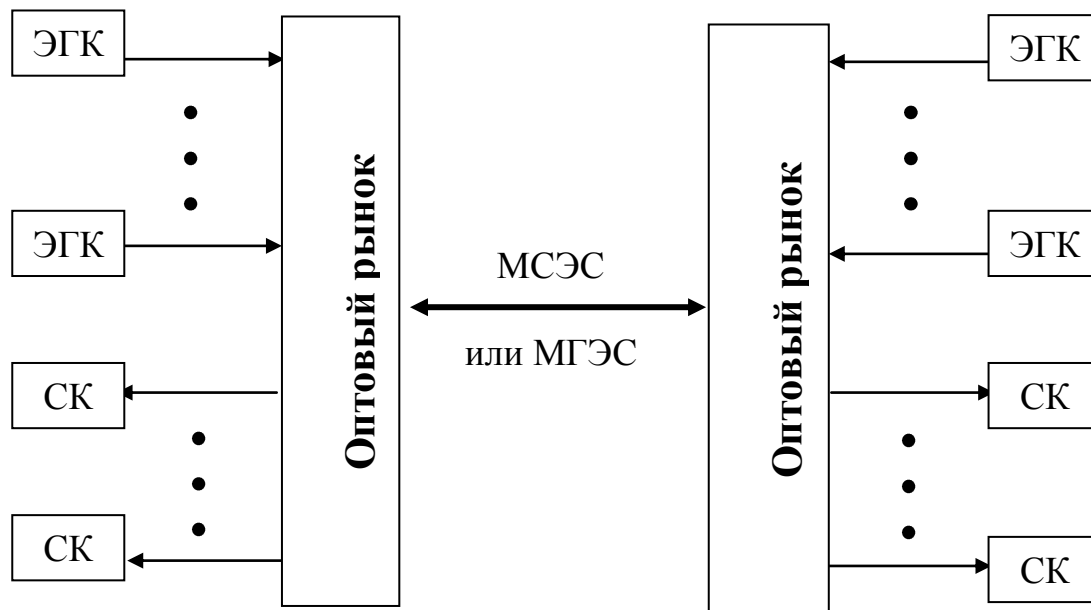


Рис. 5.5. МСЭС в условиях конкурентного рынка электроэнергии.

- на оптовом рынке каждой системы или страны существуют определенные правила участия в нем и ведения торговли; при сооружении МСЭС или МГЭС потребуются соответствующая координация (согласование) этих правил;

– в конкурентных рынках, как правило, запрещается совмещение в рамках одной компании функций генерации, транспорта (распределения) и сбыта электроэнергии. Между тем МСЭС и МГЭС (особенно реверсивные) выполняют все три функции – они передают электроэнергию (как сетевые компании), поставляют ее на один из оптовых рынков (аналогично ЭГК) и приобретают ее на другом рынке (как СК). Очевидно, что для МСЭС или МГЭС должен быть установлен особый статус как участника оптового рынка.

Все это создает упоминавшиеся проблемы и трудности, которые мы проиллюстрируем подробнее.

### ***Выгоды или потери от экспорта электроэнергии***

Для большей наглядности будем рассматривать экспорт электроэнергии между странами через МГЭС, хотя аналогичное положение будет и при передаче ее через МСЭС внутри одной страны из районов, где она дешевле.

На рис. 5.6, заимствованном из [75], показано смещение рыночного равновесия при экспорте из страны (области) с низкими ценами электроэнергии. В стране-экспортере сдвигается вправо кривая спроса (спрос повышается), а в стране-импортере – кривая предложения (возрастает предложение). Соответственно равновесная цена в стране-экспортере повышается, а в стране-импортере снижается. Это естественный рыночный процесс. Между тем он по-разному затрагивает интересы потребителей и производителей участвующих стран.

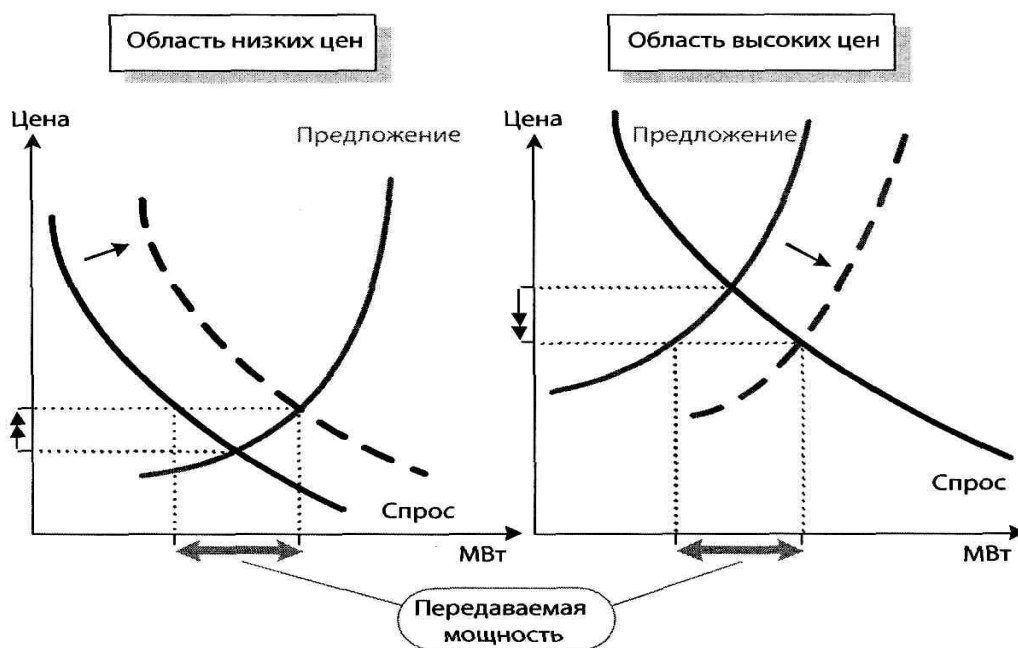


Рис. 5.6. Изменения цен конкурентных рынков при экспорте электроэнергии.



От *повышения цен* в стране-экспортере пострадают потребители и получают выгоду производители электроэнергии. В стране-импортере при *понижении цен*, наоборот, получают выгоду потребители и пострадают производители электроэнергии. Следовательно, при экспорте электроэнергии в условиях конкурентного рынка будут *пострадавшие участники рынка*, которым экспорт невыгоден:

- потребители страны-экспортера и
- производители страны-импортера.

Естественно, они будут препятствовать экспорту и строительству МГЭС.

Наибольшую выгоду от экспорта получают *производители страны-экспортера*. Она оказывается двойной: от *самого экспорта* (увеличение продаж электроэнергии, притом по более высокой цене) и *от повышения цены на всю* электроэнергию, продаваемую в своей стране. Несомненно, это принесет им сверхприбыли.

Таким образом, при переходе к конкурентному рынку электроэнергии *экспорт перестает быть взаимовыгодным*. Строительство МГЭС будет непременно встречать оппозицию. Об этом свидетельствует практически полное отсутствие новых экспортных электропередач между странами, которые ввели у себя конкурентные рынки.

Между тем, при регулируемых рынках (модели 1 и 2) экспорт можно сделать взаимовыгодным. В частности, внутренние тарифы на электроэнергию в стране-экспортере могут снижаться за счет доходов, получаемых от экспорта. Это подтверждается интенсивным строительством МГЭС и формированием МГЭО во 2-й половине XX в. до начала дерегулирования электроэнергетики.

Как уже отмечалось, аналогичная ситуация с ценами конкурентного оптового рынка будет и при строительстве межсистемных электропередач, соединяющих районы с разной стоимостью электроэнергии, внутри одной страны. Здесь также будут противоречия между участниками конкурентного рынка, что затруднит строительство МСЭС.

### ***Возможности реализации мощностного эффекта от объединения ЭЭС***

Выше были рассмотрены противоречия между участниками конкурентного рынка при сооружении *экспортных* МГЭС и МСЭС. Проанализируем теперь случай, когда строительство МСЭС или МГЭС является *экономически эффективным* ввиду *уменьшения необходимых вводов* генерирующих мощностей, т.е. благодаря *мощностному энергетическому эффекту*. Такие эффекты были кратко рассмотрены в § 1.2. Они могут достигаться при объединении ЭЭС вследствие двух основных факторов: 1) снижения необходимых аварийных и ре-

монтажных резервов мощностей; 2) уменьшения совмещенного максимума нагрузки потребителей.

Для упрощения и большей наглядности рассмотрим только второй фактор применительно к объединению двух ЭЭС внутри одной страны, предполагая, что сооружение МСЭС экономически эффективно благодаря уменьшению совмещенного максимума нагрузки объединенной ЭЭС (ОЭС):

$$\Delta P_{1 \text{ YN}}^{\max} = P_1^{\max} + P_2^{\max} - P_{1 \text{ YN}}^{\max}, \quad (5.22)$$

где  $P_1^{\max}$  и  $P_2^{\max}$  – годовые максимумы нагрузки 1-й и 2-й ЭЭС;  $P_{1 \text{ YN}}^{\max}$  – совмещенный годовой максимум объединенной ЭЭС;  $\Delta P_{1 \text{ YN}}^{\max}$  – уменьшение совмещенного максимума нагрузки.

На величину  $\Delta P_{1 \text{ YN}}^{\max}$  уменьшается потребность в генерирующих мощностях ЭЭС после их объединения, т.е. при сооружении МСЭС могут быть уменьшены вводы новых электростанций. Если полученная экономия капиталовложений в новые электростанции превышает капиталовложения в МСЭС ( $K_{\text{МСЭС}}$ ), то последняя будет *экономически* эффективной:

$$K_{1 \text{ NYN}} < \Delta K_1^{\text{ээ}} + \Delta K_2^{\text{ээ}}, \quad (5.23)$$

где  $\Delta K_1^{\text{ээ}}$  и  $\Delta K_2^{\text{ээ}}$  – экономия капиталовложений вследствие уменьшения необходимых вводов новых электростанций в первой и второй ЭЭС.

От других эффектов, получаемых при объединении ЭЭС (упоминавшееся уменьшение необходимых резервов, экономия топливных и других издержек, уменьшение экологических последствий и т.п.), мы здесь для упрощения отвлечемся. Будем полагать, что при сооружении МСЭС выполняется условие (5.23), которое достаточно для признания МСЭС экономически эффективной.

Сделаем еще одно важное для данного случая предположение – *оптовые цены в обеих ЭЭС примерно одинаковы*, т.е. МСЭС эффективна только благодаря мощностному эффекту от объединения ЭЭС.

Заметим, что рассматриваемый мощностной эффект (5.22) особенно велик, когда объединяются ЭЭС, имеющие разные *сезоны* годового максимума нагрузки. Такая ситуация имеет место, например, в Северо-Восточной Азии, где в России, КНДР и Монголии годовой максимум проходит зимой, а в Японии, Южной Корее и большинстве районов Китая, наоборот, летом. В частности, исследования эффективности МГЭС «Российский Дальний Восток – КНДР – Республика Корея» показали, что на уровне 2020 г. уменьшение совмещенного максимума нагрузки трех объединяемых ЭЭС ( $\Delta P_{1 \text{ YN}}^{\max}$ ) составит примерно

7,5 ГВт, а суммарная экономия капиталовложений в генерирующие мощности ( $\Delta K^{\text{ааі}}$ ) – 13,4 млрд дол. при стоимости МГЭС 1,5 млрд дол. [24]. В этом случае по МГЭС будут проходить *реверсивные сезонные* перетоки.

Продолжим, однако, рассмотрение МСЭС внутри одной страны, которая экономически эффективна ввиду удовлетворения неравенства (5.23). В случае, когда в объединяемых ЭЭС рынки организованы по модели 1 или 2 (см. рис. 5.4), единые компании, находящиеся на концах МСЭС, получают реальный эффект от ее сооружения – уменьшение вводов новых электростанций и соответствующую экономию капиталовложений. За счет экономии они могут на паритетных началах профинансировать строительство МСЭС. Им будет выгоднее вложить соответствующую долю средств в МСЭС и получать электроэнергию от действующих электростанций соседней ЭЭС, чем вкладывать средства в новые электростанции на своей территории. Тарифы на электроэнергию у них будут при этом ниже, чем при раздельной работе ЭЭС, и регулирующие органы согласуют строительство МСЭС, включив требующиеся капиталовложения в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей вместо более высоких капиталовложений в новые электростанции.

Отметим, что межсистемные связи, реализующие мощностной эффект объединения ЭЭС, во многих отношениях подобны генерирующим мощностям ЭЭС и представляют альтернативу последним. В случае своей экономической эффективности МСЭС являются лучшим способом покрытия приростов нагрузки потребителей, чем строительство новых электростанций. Как указывалось в § 1.4, интегральный эффект от создания ЕЭС СССР в 1,5–2,5 раза превышал затраты на развитие системообразующей сети (см. также [25]), а общее уменьшение совмещенного максимума нагрузки при объединении районных ЭЭС в рамках ОЭС и ОЭС в ЕЭС в декабре 1991 г. достигало почти 14 ГВт [57]. Следовательно МСЭС, наряду с электростанциями, обеспечивают электроснабжение отдельных ЭЭС и создают положительный «эффект масштаба» энергообъединения в целом. Поэтому проблемы их финансирования и оценки финансовой эффективности имеют много общего с аналогичными проблемами у электростанций.

Предположим теперь, что *приросты* годовых максимумов нагрузки ( $P_1^{\text{max}}$  и  $P_2^{\text{max}}$ ) ожидаются в обеих ЭЭС, причем они больше, чем половина уменьшения совмещенного максимума ( $0,5 \Delta P_{\text{IYN}}^{\text{max}}$ ). Тогда эффект от сооружения МСЭС (экономия на вводах новых мощностей) могут в равной степени получать обе ЭЭС:

$$\Delta N_1^{\text{ааі}} = \Delta N_2^{\text{ааі}} = 0,5 \Delta P_{\text{IYN}}^{\text{max}}. \quad (5.24)$$

Для этого пропускная способность МСЭС (отвлекаясь от потерь на передачу электроэнергии) должна быть равна такой же величине:

$$N_{\text{МСЭС}} = 0,5 \Delta D_{\text{IYN}}^{\text{max}}, \quad (5.25)$$

и работать она будет в *реверсивном* режиме, передавая указанную мощность попеременно в сторону той ЭЭС, где проходит собственный годовой максимум нагрузки. В этом случае 1 кВт пропускной способности МСЭС будет экономить 2 кВт генерирующих мощностей (по 1 кВт в каждой ЭЭС).

Соотношения (5.24) и (5.25) являются оптимальными в смысле обеспечения полной реализации мощностного эффекта (5.22) с минимальной пропускной способностью МСЭС. Эта пропускная способность будет полностью использоваться в обоих направлениях *в часы годового максимума* нагрузки соответствующих систем. Между тем общая продолжительность часов годовых максимумов ЭЭС относительно невелика, и в остальное время года передача мощности по МСЭС для целей реализации рассматриваемого мощностного эффекта не требуется. Следовательно, *обмен электроэнергией* по такой МГЭС (двусторонний) *может быть небольшим*. Несмотря на это, строительство МГЭС экономически целесообразно, если обеспечивается условие (5.23). Поэтому *регулируемые компании* (см. рис. 5.4), как уже говорилось, профинансируют ее строительство и будут совместно владеть ею при тех или иных организационных формах.

Гораздо более сложное положение с реализацией мощностного эффекта (5.22) будет в условиях *конкурентного* оптового рынка (рис. 5.5). В связи с разделением сфер генерации и транспорта электроэнергии, генерирующие мощности будут принадлежать множеству ЭГК в обеих ЭЭС, а основные электрические сети, включая МСЭС, – Национальной сетевой компании (НСК). Последняя регулируется государством и существует за счет абонентной платы за пользование сетями. В абонентную плату включаются и инвестиции на развитие сетей, но необходимость (эффективность) строительства каждой новой ЛЭП должна обосновываться и согласовываться с регулирующим органом. Специального обоснования потребует, конечно, и сооружение новой межсистемной связи. Фактически это должно быть обоснование *финансовой* эффективности МСЭС, т.е. указание источников инвестиций и показа возможностей их возврата (окупаемости). И вот здесь возникают неясности, трудности и проблемы.

Рассмотрим сначала возможные *источники* инвестирования МСЭС. Очевидно, что ими не могут быть средства ЭГК, которые финансируют только развитие своих генерирующих мощностей. Совершенно отпадает также возможность финансирования строительства МСЭС сбытовыми компаниями (СК).

Потенциально это мог бы быть частный (внешний) инвестор, но обосновать ему эффективность для себя *реверсивной* МСЭС будет еще труднее, чем НСК. За счет абонентной платы, получаемой НСК, можно лишь постепенно *окупать* инвестиции, но не включать в нее большие капиталовложения в период строительства МСЭС.

Единственным реальным источником финансирования МСЭС в условиях конкурентного рынка видятся *кредиты* банков, которые потом потребуется возвращать. (И это – вместо экономии капиталовложений на вводах новых электростанций в условиях регулируемых рынков электроэнергии).

Для *получения* кредита (и согласования этого с регулирующим органом) НСК необходимо показать, каким образом (за счет каких доходов) он может быть возвращен. Естественным источником таких доходов является *плата за использование самой МСЭС* (передачу по ней мощности и электроэнергии), *взимаемая с ЭГК и СК*, которые будут торговать электроэнергией между объединяемыми ЭЭС. Поэтому НСК должна *разработать бизнес-план* (с соответствующими финансовыми потоками и профилями), демонстрирующий возврат инвестиций (кредита) в МСЭС. В соответствии с принятыми методиками [78], бизнес-план составляется на *длительный* период, охватывающий сроки строительства и службы объекта (МСЭС). И для того чтобы этот план был реалистичным (гарантированным), НСК необходимо:

1) *привлечь к разработке плана ЭГК и СК* из обеих объединяемых ЭЭС, которые будут пользоваться МСЭС. С ними должны быть заключены *долгосрочные договоры* (на период 10–15 лет, необходимых для возврата кредита), гарантирующие использование МСЭС и соответствующую оплату. Без таких договоров невозможно гарантировать возврат кредита и убедить банк и регулирующий орган;

2) *установить такую плату за пользование МСЭС*, которая, с одной стороны, устроила бы ЭГК и СК, а с другой – обеспечивала бы возврат кредита при тех объемах передачи мощности и электроэнергии, которые будут закреплены в договорах.

Для анализа возможности выполнения этих условий напомним, что речь идет о *реверсивной* МСЭС, предназначенной для реализации *мощностного* эффекта от объединения ЭЭС, и что такая МСЭС будет использоваться лишь небольшую часть года *в часы годовых максимумов* нагрузки объединяемых ЭЭС. Напомним также, что сделано предположение о *примерном равенстве цен* на оптовых рынках обеих ЭЭС и что МСЭС *экономически* эффективна благодаря лишь мощностному эффекту – выполнению неравенства (5.23).

При торговле электроэнергией через МСЭС генерирующие компании одной ЭЭС будут продавать свою электроэнергию сбытовой компании другой ЭЭС. Для *реверсивной* МСЭС, строящейся для реализации мощностного эффекта объединения, торговля должна идти в обоих направлениях, т.е. должны

быть сформированы пары «ЭГК – СК» для каждого направления, которые также заключили бы между собой долгосрочные договоры.

Далее, при небольших объемах передаваемой мощности и энергии плата за пользование МСЭС должна быть достаточно высокой, чтобы можно было окупить инвестиции в нее (вернуть кредит). И эта плата будет дополнительным расходом для ЭГК и СК, торгующих через МСЭС.

При примерно одинаковых оптовых ценах в обеих ЭЭС и дополнительной плате за пользование МСЭС *совершенно не видно стимулов* (причин) для заключения договоров между ЭГК и СК разных систем. Теоретически можно, конечно, представить, что в часы собственного максимума каждой ЭЭС оптовая цена в ней будет выше, чем в эти же часы в другой ЭЭС. Однако «уловить» эту разницу при заключении долгосрочных (на 10–15 лет) договоров будет практически невозможно, особенно если максимумы обеих ЭЭС наступают в один и тот же сезон года. И вряд ли эта разница будет больше необходимой платы за пользование МСЭС.

Таким образом, в условиях конкурентного рынка:

- реверсивная МСЭС может строиться НСК лишь за счет кредитов банков;
- капиталовложения (кредит) в МСЭС должны окупаться за счет платы за ее использование электрогенерирующими и сбытовыми компаниями разных ЭЭС. Эта плата будет очень высокой ввиду непродолжительности перетоков – только в часы годовых максимумов нагрузки;

- НСК должна составить бизнес-план для обоснования финансовой эффективности проекта МСЭС. При этом к участию в проекте (и бизнес-плане) необходимо привлечь (на основе долгосрочных договоров) ЭГК и СК из разных ЭЭС, чтобы гарантировать действительное использование МСЭС (и соответствующую оплату);

- между тем при примерно одинаковых оптовых ценах в обеих ЭЭС (МСЭС предназначается только для реализации мощностного эффекта) у ЭГК и СК отсутствуют стимулы к торговле через МСЭС с дополнительной платой. Поэтому НСК не сможет привлечь их к участию в проекте МСЭС.

Следовательно, ***НСК не сможет договориться с ЭГК и СК о реверсивной передаче мощности через МСЭС и обосновать ее финансовую эффективность. В результате строительство реверсивной МСЭС, реализующей мощностной эффект объединения ЭЭС, в условиях конкурентного рынка становится практически невозможным.***

Аналогичное и даже еще более сложное положение создается при конкурентном рынке и с *реверсивными МГЭС*, реализующими мощностной эффект объединения ЭЭС разных стран. В этом случае требуются межправительственные соглашения о взаимных поставках мощности, договоры между НСК участвующих стран и др. [24].

## *Сложность обоснования финансовой эффективности МГЭС в условиях конкурентного рынка*

Рассмотренные выше особенности экспорта электроэнергии и возможности реализации мощностного эффекта объединения ЭЭС дают общее представление о трудностях обоснования *финансовой* эффективности МСЭС и МГЭС при конкурентном рынке. Это относится как к экспортным (односторонним) электропередачам, так и к реверсивным.

Применительно к межгосударственным связям эти вопросы подробно рассмотрены в работе [24]. Отметим лишь главные моменты.

Аналогично ситуации с генерирующими мощностями, при переходе от регулируемых к конкурентному рынку изменяются источники и механизмы финансирования МСЭС и МГЭС. Помимо показа экономической эффективности, требуется обосновать их финансовую эффективность для инвестора и всех остальных участников проекта МГЭС. И здесь возникают трудности, многие из которых уже рассматривались или назывались выше. Основные трудности (усложнения), указываемые в [24], состоят в следующем:

1) решение вопроса об инвесторе (и владельце) МГЭС: частный (внешний) инвестор или национальные сетевые компании объединяемых стран. Для частного инвестора обоснование финансовой эффективности МГЭС представляет сложную проблему. Национальные же сетевые компании могут финансировать строительство МГЭС только за счет кредитов банков;

2) необходимость привлечения в качестве участников проекта МГЭС электрогенерирующих и сбытовых компаний объединяемых стран. При этом нужно сформировать несколько пар «ЭГК – СК» с разделением общей пропускной способности МГЭС и общих объемов передаваемой электроэнергии между этими парами;

3) необходимость заключения долгосрочных договоров между участниками проекта МГЭС на период не меньший, чем срок возврата инвестиций (кредита);

4) установление такой платы за пользование МГЭС, при которой проект МГЭС был бы финансово эффективным для всех его участников (инвестора или кредитора, НСК, ЭГК и СК объединяемых стран).

В [24] показано, что принципиально (теоретически) представляется возможным обосновать эффективность МГЭС при конкурентных рынках по ее концам. Однако вследствие указанных трудностей такое обоснование становится исключительно сложным.

Это положение подтверждается тем, что известны лишь *единичные* случаи строительства новых МГЭС между странами, перешедшими к конкурентному рынку. У некоторых из них при этом (например, у экспортных МГЭС из Фран-

ции в Испанию) на одном из концов находится страна с регулируемым рынком электроэнергии.

Между тем до перехода к конкурентному рынку МГЭС интенсивно строились в Западной Европе и Северной Америке. Сейчас их строительство продолжается в Азии, Африке, на Ближнем Востоке между странами, сохраняющими регулирование в электроэнергетике.

### **Вставка 18. Инвестирование и финансовая эффективность МСЭС и МГЭС**

1. При обосновании строительства МСЭС или МГЭС должны отдельно оцениваться их *экономическая и финансовая* эффективность.

*Экономическая* эффективность оценивается путем сопоставления всех видов *затрат* для двух вариантов развития и функционирования объединяемых ЭЭС: при их раздельной работе (отсутствии МСЭС) и при совместной работе (сооружении МСЭС). Если общие затраты, включая затраты в МСЭС, в варианте совместной работы *меньше*, чем при раздельной, то МСЭС *экономически* эффективна. Такую оценку нужно делать в любом случае.

Смысл оценки *финансовой* эффективности состоит в показе того, что *доходы каждого участника* от реализации проекта МСЭС *будут превышать сделанные им затраты*. Финансовая эффективность МСЭС *зависит от модели* организации электроэнергетического рынка: источников финансирования, состава участников проекта и др.

2. При регулируемых рынках (модели 1 и 2) по концам МСЭС (и МГЭС) будут *единые* энергокомпании: вертикально-интегрированная монополия или закупочное агентство. Эти компании *непосредственно получают эффекты* от объединения своих ЭЭС и, если МСЭС *экономически* эффективна, могут на паритетных началах *профинансировать* ее строительство. Особых проблем с оценкой *финансовой* эффективности при этом не возникает.

3. Если обосновываемая МСЭС (или МГЭС) соединяет системы (или страны) с *конкурентными* рынками, то по ее концам будут *оптовые рынки*, на которых конкурируют друг с другом несколько независимых электрогенерирующих и сбытовых компаний (ЭГК и СК). Становится неясным, *какие именно* компании (и каким образом) смогут *реально получить эффект* от сооружения МСЭС и *профинансировать* ее строительство. Одновременно возникают неопределенность с ценами оптовых рынков и другие проблемы.



4. Одна из проблем – *невыгодность* экспорта электроэнергии для *потребителей* страны-экспортера и *производителей* страны-импортера, так как в стране-экспортере повышаются спрос и цены, а в стране-импортере повышается предложение и цены снижаются. Это неизбежно вызовет *оппозицию* и затруднит строительство МГЭС. При *конкурентном* рынке экспорт электроэнергии *перестает быть взаимовыгодным*.

5. Особые трудности вызывает при конкурентном рынке обоснование *реверсивных* МСЭС и МГЭС, предназначенных для реализации *мощного* эффекта от объединения ЭЭС, – *уменьшения потребности в генерирующих мощностях* при сооружении таких электропередач. Объясняется это *разделением* сфер генерации и транспорта электроэнергии и *изменением механизма финансирования* МСЭС и МГЭС по сравнению с регулируемыми рынками.

6. Сооружение МГЭС требует специальных межправительственных соглашений. Хотя *теоретически* их обоснование в условиях *конкурентного* рынка и представляется возможным, но практически оно становится исключительно сложным. Это подтверждается резким сокращением строительства МГЭС между странами, перешедшими к конкурентному рынку в электроэнергетике.

## **ГЛАВА 6. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ\***

В главе проводится анализ условий, целей, конкретных форм (моделей) и результатов реформирования электроэнергетики в ряде стран мира. Они существенно различны в зависимости от уровня экономического развития, обеспеченности энергетическими ресурсами, политического устройства и других особенностей страны. Так, в экономически развитых странах реформы начинались при достаточно благоприятных условиях (большие резервы генерирующих мощностей, низкие темпы роста электропотребления, хорошее развитие электрических сетей и т. п.) и конечной целью ставилось снижение цен (тарифов) на электроэнергию для потребителей. В развивающихся странах реформы обусловлены, как правило, дефицитом электроэнергии, недостатком государственных инвестиций и другими «болезнями роста». Глубина реформирования различается даже внутри отдельных больших стран (США, Канада, Индия), состоящих из нескольких штатов или провинций.

Вместе с тем результаты реформ имеют общность для стран, сохранивших регулирование цен на электроэнергию (организация рынков по моделям 1 и 2), и стран, перешедших к конкурентному рынку (по моделям 3 и 4). Такое различие в результатах наблюдается как в развитых, так и в развивающихся странах, а также в одних и тех же регионах мира и даже внутри одной страны. В этом отношении интересен опыт США, где имеются штаты, сохранившие регулируемые монополии, и штаты, проводящие дерегулирование рынков электроэнергии.

Учитывая отмеченные разнообразие условий и целей реформирования и общность его результатов, анализ опыта реформирования проводится по группам стран, сохранивших регулирование цен на электроэнергию (§ 6.2) и проводящих дерегулирование рынка (§ 6.3). В виде исключения в § 6.1 более подробно рассмотрено реформирование электроэнергетики в США и Канаде, где имеется и то, и другое.

### **§ 6.1. Реформирование электроэнергетики в США и Канаде**

Часто пишут и представляют, что США находятся «на передовых рубежах» реформирования электроэнергетики в направлении перехода к конкурентному рынку. Между тем по состоянию на конец 2005 г. (а с тех пор мало что

---

\* В главе использован материал совместной с к.т.н. В.В.Худяковым статьи [80].

изменилось) большинство (27) штатов в США вообще не проводили дерегулирования рынка, сохраняя вертикально-интегрированные регулируемые компании (модель 1). Четыре штата (включая Калифорнию) начинали реформирование, но прекратили, возобновив регулирование. Еще три штата провели частичную реструктуризацию и только треть штатов (17) перешли к конкурентному рынку электроэнергии.

Еще более показательное положение в Канаде, где только одна провинция Альберта перешла к конкурентному рынку и еще одна (Онтарио) безуспешно пыталась это сделать. Остальные провинции сохраняют регулируемые монополии.

### **Начало реформирования в США**

До 70-х годов прошлого столетия электроэнергетика США успешно развивалась в рамках регулируемых вертикально-интегрированных компаний (ВИК). Имелись избытки генерирующих мощностей, осуществлялся обмен (торговля) электроэнергией между ВИК разных штатов, сформировались три большие объединенные энергосистемы со вставками постоянного тока между ними и межгосударственными связями с Канадой и Мексикой. Тарифы на электроэнергию значительно различались по территории страны, но в целом постепенно снижались.

Мировой энергетический кризис, вызванный резким повышением цен на нефть в 1973 и 1979 гг., более широкое использование природного газа и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а также ряд других обстоятельств вызвали необходимость совершенствования управления электроэнергетикой. Регуляторный Акт 1978 года (PURPA) стимулировал развитие независимых производителей электроэнергии (НПЭ), главным образом промышленных ТЭЦ и ВИЭ, которые начали продавать электроэнергию ВИК по долгосрочным контрактам [6]. Более поздний Энергетический Акт 1992 года (ЕРА) создал дополнительные условия для развития НПЭ и расширения оптовой торговли между штатами в условиях сохранения ВИК.

Действительный переход к конкурентному рынку начался в 1998 г. в трех штатах (Массачусетс, Род Айленд, Калифорния) после широких дебатов и нескольких постановлений Федеральной энергетической регулирующей комиссии (FERC). К 2000 г. к ним присоединилось около 10 штатов с наиболее дорогой электроэнергией и еще примерно 10 штатов заявили о своем намерении провести аналогичную реформу [6]. В остальных штатах существовала большая оппозиция проведению дерегулирования.

Существенное влияние на решение о переходе к конкурентному рынку оказала основанная на недоразумении позиция крупных промышленных потре-

бителей, которые покупали электроэнергию у регулируемых ВИК по высоким розничным ценам. Дело в том, что рынки, на которых осуществлялась торговля электроэнергией между ВИК одного или нескольких штатов, назывались «оптовыми». Цены на этих рынках были низкими, так как практически все ВИК имели большие резервные мощности и торговля шла «избытками» по *переменным* (топливным) издержкам. Между тем в розничные цены регулирующие органы, естественно, включали *постоянные* издержки электростанций, в том числе возврат кредитов, бравшихся для их строительства. Иными словами, постоянные издержки сферы генерации (включая инвестиционную составляющую) отсутствовали в так называемых «оптовых» ценах и оказывались включенными в регулируемые розничные цены. Это создавало большой разрыв в «оптовых» и розничных ценах и вводило в заблуждение потребителей – возникала иллюзия, что отказ от регулирования приведет к снижению розничных цен [6].

### Энергетический кризис в Калифорнии\*

Конкурентный *оптовый* рынок (модель 3) был введен в Калифорнии в апреле 1998 г. Предварительно тепловые электростанции на газе, принадлежавшие трем ВИК и составлявшие примерно половину генерирующих мощностей штата, были проданы пяти независимым ЭГК. Атомные и угольные электростанции были выставлены на продажу, но к моменту кризиса оставались в собственности бывших ВИК, которые были реструктурированы (с выделением транспортных электрических сетей) и преобразованы в крупные распределительно-сбытовые компании, гарантированно снабжающие электроэнергией потребителей по *регулируемым розничным ценам*\*\* . Сохранились также относительно небольшие независимые производители электроэнергии. Значительную часть электроэнергии Калифорния импортировала из соседних штатов в периоды повышенных собственных нагрузок.

Был создан независимый Системный Оператор (*CAISO*), организованы рынок на сутки вперед (PCB), балансирующий рынок (на час вперед), рынки вспомогательных услуг и др. По установленным правилам вся торговля электроэнергией должна вестись через спотовый рынок PCB.

Важно отметить, что концепцией рынка предусматривался еще один «нестандартный» участник оптового рынка (кроме непосредственных производителей электроэнергии и распределительно-сбытовых компаний) – «перепрода-

---

\* Кризис описывается в основном по неопубликованной работе “A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California’s Wholesale Electricity Market During Summer 2000: The Final Word”. By Paul Joskow and Edward Kahn. February 4, 2001.

\*\* Эти три крупные компании понесли в последующем наибольший ущерб от кризиса или даже обанкротились.

вещ», который мог заключать контракты с производителями и покупателями электроэнергии. Одним из таких «перепродавцов» стала печально известная корпорация «Энрон».

Существовала сильная вера в снижение оптовых цен благодаря эффекту конкуренции. Настолько сильная, что розничные цены были заморожены на 4–5 лет на уровне примерно 6 цент/кВт·ч. Такие довольно высокие цены были установлены еще в 1996 г. для компенсации «неокупленных затрат» (*stranded costs*). Ожидалось, что издержки генерации будут значительно ниже этой цифры (около 3 цент/кВт·ч), и это позволит быстро осуществить компенсацию, после чего розничные цены могут быть освобождены (и начнут снижаться).

В течение двух лет (до апреля 2000 г.) рынок функционировал нормально. Спотовые цены значительно колебались, но в среднем были в течение 1998–1999 гг. на ожидаемом уровне 3 цент/кВт·ч. Между тем за это время не было введено ни одной новой электростанции, а электропотребление возрастало. В 1999 г. летний пик нагрузки на территории штата достиг примерно 43 ГВт (в часы провалов весной и осенью нагрузка снижалась до менее 20 ГВт).

Лето 2000 г. выдалось очень жарким и в энергосистемах Калифорнии (и соседних штатов) начал проявляться дефицит электроэнергии. Значительно возросла нагрузка потребителей, уменьшилась приточность воды на ГЭС, сократился импорт электроэнергии. Оптовые цены на РСВ в июле 2000 г. возросли в среднем до 13,2 цент/кВт·ч, а в августе и декабре – до 17,5 и 38,5 цент/кВт·ч соответственно. Цена за горячий резерв генераторов, которая в начале 1998 г. составляла 1 цент/кВт·ч, возросла до 75 цент/кВт·ч в июне и до 150 цент/кВт·ч в декабре 2000 г. Такие высокие цены оставались и в первой половине 2001 г. Одновременно в 2,5 раза возросла стоимость природного газа, а также повысилась плата за выбросы окислов азота.

В результате в Калифорнии в 2000–2001 гг. разразился энергетический кризис, по штату прокатилась серия аварий и вынужденных отключений потребителей. При фиксированных розничных ценах потребители не реагировали на рост оптовых цен. Распределительно-сбытовые компании понесли огромные убытки и оказались банкротами. В то же время ЭГК и «перепродавцы», особенно корпорация «Энрон», получали прибыли до 350 %. В январе 2001 г. оптовый рынок фактически перестал функционировать. Не помогло снижение регулирующими органами верхнего ограничения спотовых цен (“*price cap*”) с 75 до 50 цент/кВт·ч в июле и до 25 цент/кВт·ч в августе 2000 г. Правительство штата и *FERC* признали, что дерегулирование рынка электроэнергии в Калифорнии провалилось, наложили штрафы на некоторых продавцов и восстановили регулирование оптовых цен.

Многочисленные последующие исследования показали, что беспрецедентный рост оптовых цен во время кризиса не может быть объяснен объективно

создавшимися условиями (повышением электропотребления, маловодностью, снижением импорта, увеличением цен на газ и платы за выбросы окислов азота). Имели место явные проявления «рыночной власти» – манипуляции независимых ЭГК и «перепродавцов», включая намеренный вывод из работы генерирующего оборудования и электропередач для создания дефицита. Некоторые из этих манипуляций вскрылись позднее, после банкротства «Энрон» в процессе судебных разбирательств [56]. АЭС и ТЭС на угле, остававшиеся в собственности трех обанкротившихся РСК (бывших ВИК), естественно, использовались в максимально возможной степени. Были выявлены также манипуляции с ценами на природный газ. Действия независимых производителей и «перепродавцов» во время Калифорнийского кризиса подтверждают несостоятельность спотовых рынков электроэнергии, о чем говорилось в § 4.2.

### **Последствия реформирования**

Энергетический кризис в Калифорнии резко замедлил ход реформирования. Девять штатов, которые планировали или начинали дерегулирование, отказались или прекратили его. Лишь штат Техас вновь присоединился к реформированию после Калифорнийского кризиса.

Розничные цены на электроэнергию в среднем по США впервые за 15 лет возросли в 2000 г. для промышленных потребителей и в 2001 г. – для населения. В августе 2002 г. FERC предложила Стандартный Проект Рынка (SMD), который, однако, был отклонен большинством штатов, так как они сочли, что такого рода реформа электроэнергетики не в интересах их потребителей. В результате через год (в августе 2003 г.) FERC была вынуждена издать новое постановление (White Paper), предоставляющее штатам большее время и свободу в проведении реформы. После этого дальнейшее развитие конкурентных оптового и розничных рынков продолжали, главным образом, штаты на Северо-Востоке страны, а также несколько штатов на Среднем Западе и Техас.

Вторым знаковым событием (после Калифорнийского кризиса) явилась крупнейшая в истории системная авария 14 августа 2003 г. в северо-восточных штатах США, перешедших к конкурентному рынку, и прилегающих провинциях Канады. Отключилась нагрузка 61,8 ГВт, и 50 млн потребителей остались без напряжения. В некоторых районах США электроснабжение было восстановлено лишь через 4 дня, а в ряде районов провинции Онтарио – через неделю. Ущерб от этой аварии в США оценивается от 4 до 10 млрд долларов, а в Канаде – порядка 2,3 млрд канадских долларов [81].

После этой аварии FERC и Советы по надежности ужесточили стандарты по поддержанию резервов, частоты и напряжения, ввели обязательные стандарты по надежности, а также контроль за их соблюдением. Одновременно эта

авария еще больше охладила стремление к дерегулированию и замедлила ход реформирования электроэнергетики США.

Через 3 года, 17 апреля 2006 г., еще одна серьезная авария, сопровождавшаяся принудительными отключениями потребителей, произошла в штате Техас, также перешедшем к конкурентному рынку [82]. Хотя обе эти аварии и не связываются непосредственно с введением конкурентного рынка [81, 82], но то, что они произошли в энергосистемах именно с таким рынком, остается фактом. Тем более что снижение надежности при дерегулировании электроэнергетики имеет достаточно много объяснений: раздробление единой ВИК на десятки «разношерстных» компаний с собственными и, как правило, противоречивыми интересами; появление проблемы перегрузки ветвей (congestion management); ограничение функций Системного Оператора в связи с деятельностью Администратора торговой системы; трудности с инвестированием новых электростанций и поддержанием необходимых резервов мощности и др.

Конечной целью дерегулирования электроэнергетики ставилось **снижение цен (тарифов)** на электроэнергию. В связи с этим последнее время исследуется вопрос, насколько эта цель достигнута. В [2] отмечают трудности в решении данного вопроса, так как цены изменяются во всех штатах (проводивших и не проводивших дерегулирование), причем под влиянием многих факторов – инфляции, изменений цен на топливо и др. Несмотря на эти трудности, сопоставление динамики цен в различных штатах проведено в ряде работ.

Наиболее обстоятельный анализ применительно к ценам для промышленных потребителей сделан в [7] для периода 1990–2003 гг. Главным показателем приняты среднегодовые темпы изменения цен (уменьшения или увеличения) за периоды до начала и после реформирования электроэнергетики. Для штатов, проводивших дерегулирование, первый период принимался индивидуально с 1990 г. до фактического начала реформирования в штате. Для штатов, сохраняющих или возобновивших регулирование, этот первый период принят с 1990 г. по март 1998 г. Второй период охватывает годы после начала дерегулирования (для штатов, проводивших его) или 2001–2003 гг. для штатов, не проводивших или прекративших реформирование. Результаты анализа показали, что среднегодовые темпы изменения цен на электроэнергию в целом по группам континентальных штатов (исключая Аляску и Гавайи) составили:

– в штатах, перешедших к конкурентному рынку, эти темпы возросли с 0,3 % в период до начала реформирования до 1,7 % в последующий период, т.е. увеличились на 1,4 %;

– в штатах, сохранивших регулирование, темпы изменились с -0,7 % в первый период на 0,1 % во второй период, т.е. повысились на 0,8 % – значительно меньше, чем в предыдущей группе штатов.

Подобный анализ цен приведен в работе [11] для периода с апреля 2005 г. по апрель 2006 г., когда практически по всей стране происходил их рост, вызванный, в первую очередь, повышением цен на природный газ. Средняя цена электроэнергии в США возросла за этот год на 10,9 %. Наибольший рост наблюдался в штатах, где проведено дерегулирование, причем в Техасе он составил 46,4 %.

Наиболее поздние (из известных автору) исследования цен на электроэнергию описаны в [12]. Рассматривался период с января 2003 г. по май 2007 г. Сопоставлялись розничные цены для группы штатов, где осуществлено дерегулирование, и штатов, сохранивших регулирование, а также цены в соседних штатах Техас и Луизиана (с регулируемым ценами). Анализировались также цены на природный газ, рост которых мало различается для указанных групп штатов, и разница в ценах без учета топливной составляющей издержек. Результаты этих исследований кратко состоят в следующем:

- разница в ценах на электроэнергию между группами штатов колеблется от 1 до 2,3 цент/кВт·ч в пользу штатов, сохранивших регулирование, причем имеется явная тенденция ее повышения в последние годы;

- разница в ценах без учета топливных издержек оказалась еще больше – от 1 до 2,7 цент/кВт·ч, также с тенденцией повышения;

- цены в Техасе, начиная с 2005 г., систематически на 1–2,5 цент/кВт·ч выше, чем в Луизиане, причем эта разница тоже имеет тенденцию к повышению.

Более высокие цены в штатах с дерегулированной электроэнергетикой авторы [12] резонно объясняют тем, что «излишек производителя» (разница между равновесной рыночной ценой и фактическими издержками более эффективных производителей) достается генерирующим компаниям. Между тем при регулировании цен этот «излишек» изымается в пользу потребителей электроэнергии, уменьшая розничные цены.

Описанные исследования свидетельствуют, что вместо снижения цен на электроэнергию для конечных потребителей в США при реформировании (дерегулировании) произошло, наоборот, их повышение. Если конкуренция на оптовом и розничных рынках даже и дала какой-то эффект в части снижения издержек производства, то весь этот эффект получили только генерирующие компании (вместе с «излишком производителя»). Потребители же понесли потери от увеличения цен. Не удивительно, что большинство штатов США сохраняет регулирование, заботясь о конкурентоспособности своей экономики и интересах населения.

В последние годы все более ощущается повышение розничных цен на электроэнергию в штатах, где введен конкурентный рынок, по сравнению со штатами, сохранившими регулируемые монополии. Семнадцать штатов, осу-



ществивших дерегулирование, принимают все новые и новые меры по преодолению возникших трудностей: вводят «рынок мощности» для обеспечения своевременного развития генерирующих мощностей, рынки «производных» (futures, options) и др. Рынки электроэнергии в этих штатах чрезвычайно усложнились, причем, как показывает опыт, эффект от этого получают в основном производители электроэнергии.

### **Развитие генерирующих мощностей**

В последние два десятилетия в США наблюдается циклическое развитие генерирующих мощностей. Спад строительства новых электростанций в 90-е годы прошлого столетия сменился «бумом» в первые годы нового века. Резервы мощностей (в среднем по стране) снизились с 35 % в 1985 г. до 15 % в 2000 г. и снова возросли до 30 % в 2004 г. [83,84]. В самые последние годы происходит новый спад строительства.

До 1980-х годов строились все виды электростанций, включая ГЭС и АЭС, причем имело место «переинвестирование» – избыточное строительство с образованием неоправданно больших резервов мощности. Это, кстати, ставилось «в вину» регулируемым вертикально-интегрированным монополиям и явилось одним из аргументов за переход к конкурентному рынку.

Спад строительства в 1990-е годы можно объяснить двумя основными причинами: во-первых, более тщательным планированием (и регулированием) развития энергосистем в штатах, где сохранены вертикально-интегрированные компании, и, во-вторых, большой неопределенностью и рисками для инвесторов в штатах, начавших или планировавших переход к конкурентному рынку. В целом снижение резервов до нормального уровня следует считать положительным моментом.

В начале текущего столетия развернулось бурное строительство электростанций с ПГУ на природном газе, причем почти во всех штатах. Этому способствовали рост электропотребления и низкие цены на газ (около 70 дол./т у.т.). Строительство ПГУ, имеющих низкие капиталовложения и высокий КПД, было финансово эффективным в таких условиях при оптовых ценах, соответствующих издержкам действующих атомных и угольных электростанций. Аналогичный «бум» со строительством ПГУ наблюдался в Англии в 1990-е годы. Между тем, насколько известно автору, в последнее десятилетие в США не построено ни одной новой АЭС и ГЭС, а в штатах, перешедших к конкурентному рынку, также КЭС на угле. Как показано в гл. 5, в условиях конкурентного рынка строительство капиталоемких электростанций становится финансово неэффективным из-за того, что инвестиции не окупаются.

Возможность строительства ПГУ, с одной стороны, является благоприятным фактором, так как обеспечивает развитие генерирующих мощностей и предотвращение дефицита электроэнергии. Однако, с другой стороны, имеются определенные отрицательные обстоятельства. Электростанции с ПГУ строились в основном независимыми производителями «на свой страх и риск» без должного учета будущих условий и, естественно, без согласования друг с другом. В результате произошло новое «переинвестирование», которое снизило использование (число часов работы и нагрузку) новых электростанций и уменьшило окупаемость инвестиций по сравнению с ожиданиями.

Наиболее серьезным «ударом» стало резкое повышение цен на природный газ – в 2,5 раза к 2004–2005 гг. (до 170 дол./т у.т.) и еще больше в 2006–2007 гг. [12,83]. Многие генерирующие компании оказались в тяжелейшем финансовом состоянии. Стоимость акций некоторых из них упала с 40–60 дол./акцию в мае 2001 г. до 3–6 дол./акцию в марте 2003 г. [6]. Чистый доход большинства компаний в 2004 г. составил менее 50 % от «целевого» (ожидаемого, необходимого) [84]. Около 125 ГВт новых мощностей (проектов), заявленных до 2001 г., было отменено или отложено на неопределенный срок [6]. Таким образом, в настоящее время происходит очередной спад в развитии генерирующих мощностей.

## **Канада**

В провинции *Онтарио* конкурентный рынок электроэнергии потерпел неудачу почти сразу же, как был введен в 2002 г. [2, 85]. Через 6 мес цены резко возросли и их регулирование было восстановлено. Правительство предпринимает новые попытки перехода к конкурентным оптовому и розничным рынкам, однако их вряд ли удастся осуществить из-за назревающего дефицита генерирующих мощностей [85].

Рынок в провинции *Альберта* оценен в работе [4] как неудачный: проявления «рыночной власти», особенно при перегрузке ветвей электрической сети, недостаточные вводы генерирующих мощностей, большая изменчивость и общий рост цен электроэнергии при слабой реакции потребителей на их изменения и др. Эта оценка соответствует уровню примерно 2002 г. С тех пор, несомненно, проведены какие-то меры по совершенствованию рынка, однако автор, к сожалению, не имеет сведений о его современном состоянии.

Следует заметить, что провинция Альберта – единственная, перешедшая в Канаде к конкурентному рынку. Остальные провинции Канады сохраняют регулируемые вертикально-интегрированные монополии аналогично большинству штатов США.

### **Вставка 19. Результаты реформирования электроэнергетики США и Канады**

1. Благодаря значительной автономии штатов и провинций и существовавшей оппозиции дерегулированию, большинство штатов США и почти все провинции Канады сохранили регулируемые вертикально-интегрированные энергокомпании с разрешенным доступом независимых производителей электроэнергии. В этих штатах и провинциях не отмечено каких-либо кризисов и ненормальных явлений в развитии и функционировании ЭЭС, и они, несомненно, усовершенствовали методы и процедуры регулирования.

2. В штате Калифорния и провинции Онтарио вскоре после организации конкурентного оптового рынка электроэнергии произошли кризисы, сопровождавшиеся дефицитом, многократным повышением цен, авариями и отключениями потребителей. После этого там вернулись к регулированию цен.

3. В штатах США и провинции Альберта, перешедших к конкурентному рынку, достаточно явственно проявились его недостатки:

– значительное (на 1–2,5 цент/кВт·ч) повышение цен по сравнению со штатами, сохранившими регулирование;

– прекратилось строительство капиталоемких ГЭС, АЭС и КЭС на угле; строились только ПГУ на природном газе в периоды, когда он был дешевым;

– произошли крупные системные аварии на северо-востоке США в 2003 г. и в штате Техас в 2006 г.;

– снизились инвестиции в электрические сети, возникли проблемы с перегрузкой ветвей и др.

4. Попытки устранить или смягчить эти недостатки приводят к постоянному усложнению конкурентных рынков: вводятся плата за мощность, рынки вспомогательных услуг, рынок мощности, рынки «производных» и т.п.

5. В первые годы текущего века в США наблюдался «бум» со строительством ПГУ, вследствие чего резервы мощностей в 2004 г. возросли до 30 %. Это свидетельствует о возможности «переинвестирования» в условиях конкурентного рынка (ранее такое «переинвестирование» считалось недостатком, присущим регулируемым монополиям).

6. Ни в одном штате США или провинции Канады не отмечен переход от регулируемой монополии к рынку «Единственный покупатель». Это можно объяснить низкими темпами роста электропотребления и преимущественно частной собственностью (принадлежностью) монопольных компаний.

## § 6.2. Положительные примеры рынков с регулируемыми ценами

В странах, сохранивших государственный контроль в электроэнергетике, вплоть до регулирования цен (тарифов) на электроэнергию (модели 1 и 2), отсутствуют недостатки и последствия, присущие конкурентным рынкам (модели 3 и 4). В качестве примеров таких стран можно привести Китай, Индию, Южную Корею, Францию и Японию. Электроэнергетика этих стран успешно развивается и функционирует, несмотря на трудности, связанные с быстрым ростом электропотребления или слабой обеспеченностью собственными энергетическими ресурсами.

### Китай

Реформа электроэнергетики Китая началась в 1985 г. [42, 86], когда Государственный Совет Китая принял постановление о стимулировании негосударственных инвестиций в энергетический сектор для ликвидации имевшегося дефицита электроэнергии. Постановление предусматривало заключение долгосрочных контрактов с частными (отечественными или иностранными) инвесторами правительственными органами страны или ее провинций. В контрактах устанавливались цены электроэнергии, гарантирующие возврат инвестиций с высоким процентом на капитал (как правило, более 15 % годовых). В результате появилось большое число независимых производителей электроэнергии (НПЭ), и к 1997 г. дефицит генерирующих мощностей был устранен почти во всей стране.

В 1997–1998 гг. проведено отделение функций и ответственности государства от непосредственной хозяйственной деятельности энергетических предприятий. Создана Государственная энергетическая корпорация по хозяйственному и оперативно-диспетчерскому управлению электроэнергетикой и упразднено Министерство электроэнергетики, административные функции которого переданы Государственной комиссии по экономике и торговле. Осуществлены также некоторые другие мероприятия, способствующие улучшению управляемости и повышению эффективности электроэнергетики.

Наиболее существенное дальнейшее реформирование электроэнергетики Китая произошло в 2002 г., когда Государственный Совет КНР утвердил «Схему реформирования электроэнергетики». Государственная энергетическая корпорация, которой принадлежали примерно половина активов в сфере генерации (остальные – у НПЭ и муниципальных органов) и практически все электрические сети, была разделена на несколько компаний (все они остались в государственной собственности). Было создано пять больших генерирующих компаний, электростанции которых рассредоточены по многим провинциям таким образом, чтобы доля каждой компании составляла не более 20 % в любом ло-

кальном рынке электроэнергии. Организовано шесть региональных сетевых компаний (по объединенным электроэнергетическим системам Северного, Северо-Восточного, Северо-Западного, Центрального и Восточного Китая, а также южных и юго-западных провинций).

Региональные сетевые компании сгруппированы в две специальные компании:

- Южная энергетическая сетевая компания, охватывающая южные и юго-западные провинции;
- Государственная сетевая корпорация, объединяющая пять остальных региональных сетевых компаний.

Эти две компании выполняют особые функции, о которых будет сказано позже.

Была образована также Государственная электроэнергетическая регулирующая комиссия, которая устанавливает тарифы на электроэнергию, разрабатывает правила функционирования рынка и контролирует его эффективную работу. Тарифы устанавливаются для каждой электростанции индивидуально на длительный срок и пересматриваются лишь по обращению самих производителей. Это создает у производителей стимул и время для снижения издержек и получения дополнительной прибыли. Для потребителей тарифы дифференцируются по категориям – население, коммерческий сектор, промышленность.

Государственная сетевая корпорация и Южная энергетическая сетевая компания помимо функций по развитию и обслуживанию электрических сетей осуществляют оперативно-диспетчерское управление, а также планирование развития генерирующих мощностей. Они определяют оптимальные сроки ввода, мощность, размещение и вид новых электростанций и объявляют конкурсы на их строительство. Инвесторы, выигравшие конкурс, получают гарантированную плату за мощность, а также доходы от продажи электроэнергии. Тем самым часть риска, связанного с инвестициями, переносится на потребителей и реализуется одновременно эффект конкуренции между производителями. Фактически эти Корпорация и Компания выполняют функции Закупочного агентства в рынке «Единственный покупатель» (хотя об этом прямо не говорится в [42, 86]).

Таким образом, в Китае реализован рынок с регулируемыми ценами по модели 2. При таком рынке электроэнергетика Китая развивается невиданными темпами – в 2004–2007 гг. вводилось по 50–100 ГВт новых мощностей в год. Финансирование их строительства осуществляется из всех возможных источников: за счет прибылей государственных генерирующих компаний, частных инвесторов, муниципальных и, по-видимому, также государственного бюджетов. При этом в некоторых провинциях Китая продолжает ощущаться дефицит электроэнергии.

Несмотря на большие капиталовложения, требующиеся для развития электроэнергетики, и сохраняющийся кое-где дефицит мощностей, тарифы на электроэнергию, благодаря регулированию, поддерживаются довольно умеренными. По данным работы [86] тарифы для населения составляют около 5,4 цент/кВт·ч, для коммерческого сектора 9,5 цент/кВт·ч и для промышленных потребителей – в диапазоне 3,7–5,3 цент/кВт·ч плюс плата за мощность, состоящая из двух частей: за максимальную нагрузку (около 2,68 дол./кВт в месяц) и за присоединенную мощность трансформаторов (около 1,83 дол./кВА в месяц).

Несомненно, опыт организации рынка электроэнергии в Китае целесообразно использовать в России.

## **Индия**

Индия представляет вторую (после Китая) по населению страну с быстро развивающейся экономикой. Годовые темпы роста электропотребления составляли в последние три десятилетия около 7 % [87], причем постоянно имеется дефицит мощностей и электроэнергии, достигающий 10 % и более. Страна состоит из многих штатов (провинций), обладающих значительной автономией и имеющих собственные правительства. Состояние экономического развития (в т.ч. энергетики) штатов весьма разнообразно. До 2002 г. штаты владели вертикально-интегрированными электроэнергетическими компаниями, ответственными за электроснабжение их территорий. Кроме того, имеются крупные государственные тепловые, атомные и гидроэлектростанции, принадлежащие Центральному правительству, участвующие в электроснабжении соответствующих штатов. Создается Единая электроэнергетическая система страны с применением вставок постоянного тока, так как четыре крупные региональные (объединенные) системы работают с различными отклонениями частоты переменного тока.

Реформирование электроэнергетики в Индии началось в 2003 г. с принятием Электроэнергетического акта (*EA 2003*), которым предусматривается проведение многих мероприятий и изменение функций государственных и региональных органов. Главным принципом является стремление к отделению генерации от транспорта электроэнергии (в штатах, где это возможно) с созданием более благоприятных условий для привлечения частных инвестиций в новые электростанции. Одновременно усиливается роль Центральной электроэнергетической регулирующей комиссии, которая стала независимой от правительства. Образованы государственные и региональные сетевые компании, в которые могут входить соответствующие диспетчерские центры. Последние могут быть и самостоятельными подразделениями, находящимися под правительственным контролем.

В целом предусматривается реформирование электроэнергетики под модель рынка «Единый покупатель» (с регулируемыми тарифами на электроэнергию).

Состояние реформирования в разных штатах сейчас различное (в некоторых штатах сохраняются пока вертикально-интегрированные компании), но в общем реформа существенно улучшила положение дел в электроэнергетике Индии. Особое значение имело введение механизма оплаты производителям по так называемому «Тарифу, основанному на готовности» (*Availability-Based Tariff – ABT*) [88]. До 2003 г., ввиду дефицита мощностей, частота в энергосистемах изменялась в совершенно недопустимых пределах (от 48 до 52 Гц), что приводило к частым авариям и отключениям потребителей. Механизм *ABT* устанавливает дополнительную оплату электроэнергии за повышение производителями своей мощности (сверх планового графика) в периоды, когда частота снижается ниже 50,5 Гц. Оплата зависит от частоты, повышаясь от нуля при 50,5 Гц до 15 цент/кВт·ч при 49 Гц и ниже. Частота (и соответственно оплата) измеряется с интервалами 15 мин, и персонал электростанций может наблюдать и изменять мощность в режиме реального времени. Введение механизма *ABT* резко снизило колебания частоты и аварийность в энергосистемах.

Хотя времени с начала реформы в Индии прошло немного, можно считать, что реформирование под модель 2 (с сохранением регулирования тарифов на электроэнергию) дает положительные результаты. Введение конкурентного рынка (моделей 3 и 4) со свободными ценами там просто невозможно в связи с имеющимся дефицитом мощности и электроэнергии.

## **Южная Корея**

Реформирование электроэнергетики Южной Кореи началось в 1999 г., когда было принято решение о реструктуризации монополевой государственной компании *KEPCO*. Предусматривался поэтапный переход от модели 1 к модели 4.

В 2001 г. из компании выделили шесть электрогенерирующих компаний (ЭГК), реализовав модель «Единый покупатель». Наряду с долгосрочными двусторонними контрактами был организован «Рынок на сутки вперед» (PSV) [89], где конкурируют только производители. Все ЭГК получают плату по маргинальным ценам, формирующимся на PSV, а также плату за мощность. Оперативно-диспетчерское управление осуществляет Системный Оператор, совмещающий также функции оператора рынка. По имеющимся сведениям, от реализации этой модели регулируемого рынка получен значительный эффект благодаря жесткой конкуренции, которая началась между ЭГК.

Дальнейшая реструктуризация компании *KEPCO* застопорилась. Намечавшиеся на 2003 г. приватизация одной из ЭГК (*KOSECO*) и введение конку-

рентного оптового рынка (модель 3) не состоялись. Существенную роль в этом сыграла работа Тройственной комиссии (правительство, менеджмент и профсоюзы) в 2003–2004 гг., которая признала, что дальнейшее раздробление *KEPCO* (т.е. переход к модели 3) не дает реального эффекта [90]. Следует заметить, что это один из редких случаев, когда эффективность реформирования электроэнергетики анализировалась и обсуждалась столь детально и компетентно.

Электроэнергетика Южной Кореи продолжает успешно развиваться при умеренных ценах на электроэнергию, несмотря на то, что практически все топливо для электростанций импортируется. Особая роль придается развитию атомной энергетики, КЭС на импортируемых угле и сжиженном природном газе, а также гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Необходимость строительства капиталоемких электростанций (АЭС, КЭС на угле, ГАЭС) в условиях конкурентного рынка привела бы к большому повышению цен – до уровня, требующегося для окупаемости инвестиций. При регулируемом рынке (модели 1 и 2) такое строительство обеспечивается при повышении тарифов для потребителей лишь на величину осредненной инвестиционной составляющей (см. гл. 5).

Организацию конкуренции производителей через РСВ (с дополнительной платой за мощность) при рынке «Единый покупатель» следует считать, по-видимому, не очень удачным решением (оно принято еще в период, когда предполагался последующий переход к моделям 3 и 4). Хотя РСВ в данном случае и отличается от спотовых рынков при конкурентных моделях 3 и 4 (все ЭГК продают электроэнергию единому покупателю при заданном общем спросе), но его недостатки, рассмотренные в § 4.2, сохраняются. Манипулируя ценами в заявках на РСВ (и получая плату за мощность), производители имеют возможность повышать общую цену электроэнергии выше своих издержек, т.е. получать сверхприбыли. Можно полагать, что так это и происходило в Южной Корее – оптовые цены после 2001 г. постепенно росли. При фиксированных (регулируемых) розничных ценах государственная компания *KEPCO* («Закупочное агентство») оказалась в сложном финансовом положении (в отличие от ЭГК). Имеются сведения, что Правительство Южной Кореи рассматривает вопрос о корректировке концепции оптового рынка.

## **Франция**

Франция относится к числу стран, слабо обеспеченных собственными энергетическими ресурсами. В связи с этим с 60-х годов прошлого столетия и особенно после Мирового энергетического кризиса 70-х годов она усиленно развивает атомную энергетику. Производство электроэнергии на АЭС обеспечивает сейчас более 80 % общего электропотребления страны, а также значительный ее экспорт.



Почти вся электроэнергетика страны принадлежит монопольной государственной компании «Электриситэ де Франс» (*EDF*). В соответствии с рекомендацией Совета Европы в 2000 г. был принят закон о либерализации\* рынка электроэнергии и образованы Оператор французской энергосистемы (*TSO*) и Комиссия по регулированию в энергетике (*CRE*). Эта комиссия является регулятором энергосистемы и наделена исключительными правами по организации и контролю за работой рынка [91]:

- одобряет ежегодные программы инвестирования, составляемые компанией *EDF* и электросетевой компанией (*RTE*);
- одобряет ввод электростанций, контролирует обеспечение баланса мощности и компенсирует небаланс;
- устанавливает тарифы на электроэнергию с учетом стоимости покрытия потерь электроэнергии, налогов, стоимости капитала и цены за подключение к энергосистеме;
- имеет юридические права и может наложить санкции на Системных операторов и потребителей в случае, если они не выполняют предписанные Комиссией распоряжения.

Комиссия обязана ежегодно представлять французскому парламенту и Высшему совету по энергии доклад о своей работе, о результатах эксплуатации энергосистемы и о принятых мерах по подключению потребителей к энергосистеме. Тарифы при необходимости корректируются, а при выборе подключения новой электростанции к системе Комиссия придерживается принципа выбора наименьшей цены как для Системного оператора, так и для потребителя.

Таким образом, реформирование энергетического рынка во Франции не только не привело к дерегулированию, но даже упорядочило работу энергосистемы под государственным контролем.

Обеспечение надежной работы энергосистемы Франции осуществляется путем регулярного контроля за ее надежностью с помощью учрежденной Системным Оператором группы специалистов «Миссия надежности энергосистемы», которая следит за надежностью и ежегодно публикует отчеты о надежности работы энергосистемы с перечнем рекомендаций для усовершенствования ее работы [92]. В качестве критерия надежной работы энергосистемы применяется правило обеспечения достаточного резерва: N–k. При возникновении аварии Системный Оператор обязан следовать установленным правилам восстановления нормальной работы энергосистемы.

Сохранение государственной компании *EDF* и регулирования обеспечивает успешное развитие электроэнергетики и стабильно низкие цены электроэнергии (по сравнению с соседними странами). Франция экспортирует электро-

---

\* Здесь термин «либерализация» имеет более широкий смысл, чем используемый в данной книге.

энергию в Англию, Испанию, Италию, Германию и другие страны. При намечаемой частичной приватизации компании *EDF* государство, по-видимому, оставит себе контрольный пакет акций.

## **Япония**

В Японии имеется около 10 частных регулируемых вертикально-интегрированных энергокомпаний, снабжающих соответствующие территории (префектуры). Энергосистемы о. Хоккайдо и северной части о. Хонсю работают с частотой 50 Гц, остальные – с частотой 60 Гц. Между ними имеются вставки постоянного тока с ограниченной пропускной способностью. Как и Южная Корея, Япония плохо обеспечена собственными энергоресурсами, экспортирует топливо для электростанций и усиленно развивает атомную энергетику.

Реформирование электроэнергетики в Японии началось в 1995 г. с принятием специального Акта, обязывающего монопольные компании покупать электроэнергию от независимых производителей. Последние, как правило, представляют собой небольшие электростанции (включая ТЭЦ), строящиеся для электро- и теплоснабжения промышленных предприятий. В 2000 г. указанный Акт был дополнительно расширен. В результате, в некоторых энергосистемах образовались розничные рынки электроэнергии, на которых благодаря НПЭ снизились цены для конечных потребителей, т.е. достигнут положительный эффект.

В 2004 г. был упорядочен рынок обмена мощностью между энергосистемами и образована нейтральная организация (Японский Совет по энергосистемам), которая должна составлять правила и проверять честность и прозрачность рынка [89]. Предусматриваются меры по устранению перегрузок электрических связей. Графики нагрузки и перетоков рассчитываются на следующий день, на следующий месяц и обнародуются как доска объявлений при спотовом рынке и аукционе. Приоритет отдается долгосрочным контрактам между компаниями. Потребителям, имеющим нагрузку более 50 МВт при напряжении 6 кВ, предоставляется выбор энергоснабжающей компании.

Несмотря на очень высокие цены электроэнергии, в Японии сохраняются регулируемые ВИК (модель 1), что обеспечивает нормальное развитие энергосистем при строительстве капиталоемких электростанций, особенно АЭС. Введение конкурентного рынка привело бы при этом к еще большему росту цен.

**Вставка 20. Опыт стран с регулируемыми рынками электроэнергии**

1. В странах, сохранивших регулируемые монополии или перешедших к рынку «Единый покупатель», отсутствуют недостатки, присущие конкурентным рынкам электроэнергии. В частности, производители электроэнергии не имеют возможности получать сверхприбыли – «излишек производителя» и монопольную прибыль.

2. Для развивающихся стран с большими темпами роста электропотребления (Китай, Индия и др.) характерны:

- преобладание государственной собственности в электроэнергетике;
- необходимость использования частных инвестиций для развития генерирующих мощностей, что можно обеспечить путем привлечения независимых производителей электроэнергии высокими процентами на капитал или перехода к рынку «Единый покупатель»;

- возможность поддержания умеренных цен (тарифов) на электроэнергию, несмотря на большие затраты на развитие ЭЭС и дефицит электроэнергии;

- невозможность перехода к конкурентному рынку (освобождения цен) при дефиците генерирующих мощностей или необходимости строительства капиталоемких электростанций.

3. В экономически развитых странах (Франция, Япония, Южная Корея):

- может оказаться целесообразным сохранение регулируемых монополий (т.е. не переходить к рынку «Единый покупатель») при низких темпах роста электропотребления;

- невозможен переход к конкурентному оптовому рынку, если требуется строительство капиталоемких АЭС, ГЭС, экологически чистых КЭС на угле и т.п.

### **§ 6.3. Опыт внедрения конкурентных рынков электроэнергии**

В последнее время конкурентные рынки электроэнергии по результатам их работы за несколько лет или даже десятилетий начали разделять на «успешные» и остальные («неуспешные» или пока еще с неопределенными результатами). В частности, в обширной работе Международного энергетического агентства [75] анализируются четыре «успешных» рынка: Великобритании, стран Скандинавии, Австралии и рынок PJM США (штатов Пенсильвания, Нью-Джерси и Мэриленд). Среди остальных рынков следует выделить те, где произошли кризисные явления (явные «провалы») с восстановлением регулирования цен электроэнергии (как, например, в Калифорнии).

Ниже будут рассмотрены конкурентные рынки в Южной Америке, Западной Европе и Австралии. Рынок PJM вошел в число дерегулированных рынков США, описанных (как и Калифорнийский кризис) в § 6.1.

## **Бразилия**

Реформа электроэнергетики началась в 1997 г. с приватизации некоторых государственных компаний, а в 1999 г. был организован конкурентный оптовый рынок (модель 3). Главной целью реформы ставилось пополнение государственного бюджета за счет приватизации электростанций и привлечение негосударственных (частных) инвестиций для развития электроэнергетики. Цены на электроэнергию были низкими благодаря большой доли ГЭС (более 85 %).

С введением конкурентного рынка строительство новых электростанций прекратилось. Частные инвестиции в новые ГЭС не окупились при низких ценах электроэнергии, а для инвестирования новых ТЭС существовал большой риск, так как в многоводные годы они будут вытесняться из графика нагрузки гидростанциями и также не будут окупаться. В течение нескольких лет рынок существовал за счет сработки многолетней емкости водохранилищ ГЭС при колебаниях цен на спотовом рынке от нуля до 9 цент/кВт·ч. Между тем электропотребление возрастало, и в 2001 г. при сработанных водохранилищах и случившемся маловодье на реках юго-восточной части Бразилии в стране образовался дефицит электроэнергии, при котором спотовые цены повысились до 50 цент/кВт·ч [8, 93].

Правительство призвало всех потребителей (включая население) снизить электропотребление на 20 %, что было достаточно оперативно сделано. Это, наряду с наступившими затем многоводными годами, позволило преодолеть кризис.

Одновременно была изменена структура рынка:

- упразднен рынок «на сутки вперед», через который ранее проходила почти вся торговля электроэнергией;
- организован регулируемый сектор оптового рынка с торговлей только по долгосрочным двусторонним контрактам между генерирующими (ЭГК) и распределительно-сбытовыми компаниями (РСК);
- сохранен сектор свободной торговли, но также только по долгосрочным двусторонним контрактам (с нерегулируемыми ценами); в этом секторе могут участвовать независимые производители электроэнергии (НПЭ), ЭГК (сверх договоров, заключенных с РСК на регулируемом секторе), так называемые «свободные потребители» и «перепродавцы» (traders), участие РСК с регулируемые розничными ценами не допускается;

– сохранен балансирующий рынок, спотовые цены на котором рассчитываются с помощью специальных моделей (т.е. цены на БР не формируются как равновесные по ценовым заявкам покупателей и продавцов).

Все участники обоих секторов рынка (и продавцы, и покупатели) обязаны на 100 % обеспечивать объемы производимой или потребляемой электроэнергии долгосрочными договорами как на ближайшую, так и на отдаленную перспективу. Среди действующих и новых производителей периодически проводятся конкурсы (аукционы), которые создают конкуренцию между производителями электроэнергии (в том числе новыми). Конкурсы с *действующими* производителями проводятся с заблаговременностью не менее 1 года и контракты с выигравшими производителями заключаются на срок от 3 до 15 лет. Заблаговременность конкурсов с *новыми* производителями составляет 3 или 5 лет, а срок контрактов – 15 лет для тепловых и 30 лет для гидравлических электростанций. Покупка электроэнергии у производителей осуществляется по долгосрочным ценам, заявленным ими при конкурсах. Электроэнергия (и мощность), поставляемая ими на регулируемый сектор рынка, распределяется затем между отдельными РСК. Тарифы для потребителей регулируются (усредняются) в рамках каждой распределительно-сбытовой компании.

Через регулируемый сектор оптового рынка продается сейчас около 70 % электроэнергии (через свободный сектор – 30 %). Спотовые цены на балансирующем рынке составляют примерно 8 цент/кВт·ч (в контрактах с действующими производителями цены меньше, особенно у ГЭС, а у новых производителей могут быть выше).

Опыт Бразилии по преодолению дефицита и последующему реформированию электроэнергетики заслуживает изучения. Фактически там реализована разновидность модели «Единый покупатель» (на регулируемом секторе).

## Аргентина

Реформа электроэнергетики была начата в 1993 г. [8, 93] как часть более широкой реформы экономики страны. Государственные монопольные энергокомпании были раздроблены, частично приватизированы или сданы в концессию. Первоначально реформа дала значительный положительный эффект. Оптовые цены на электроэнергию снизились примерно с 5 цент/кВт·ч в 1992 г. до менее чем 2,5 цент/кВт·ч в 1997 г., несмотря на рост электропотребления со среднегодовым темпом 5,7 %. Развитие энергосистем происходило за счет газотурбинных (до 1997 г.), а затем парогазовых электростанций (строительство ГЭС прекратилось). Электроэнергетический рынок Аргентины рассматривался как успешный и даже образцовый.

Ситуация резко изменилась в конце 2001 г. в связи с жестоким политическим и экономическим кризисом в стране, вызвавшим, в частности, девальва-

цию национальной валюты (песо) в 3 раза по отношению к доллару США. Учитывая, что цены и тарифы в большинстве контрактов с отечественными и иностранными инвесторами были указаны в долларах, это вызвало проблемы с окупаемостью инвестиций и могло привести к многократному повышению внутренних цен на электроэнергию. Правительство было вынуждено ввести их регулирование (как одну из мер по преодолению кризиса), ликвидировав тем самым конкурентный рынок.

Одновременно прекратилось частное инвестирование строительства новых электростанций, и в 2004 г. была создана специальная государственная компания (*ENARSA*), ответственная за развитие энергетики страны, включая электроэнергетику. Эта компания играет все возрастающую роль, конкурируя в том числе с частными компаниями.

## Чили

Чили – первая страна, начавшая реформирование электроэнергетики (в 1982 г.) и реализовавшая конкурентный оптовый рынок [8, 93]. В течение более десяти лет реформа проходила успешно в части повышения эффективности производства (и снижения цен) электроэнергии и привлечения частных инвестиций. Наиболее интенсивно развивались парогазовые электростанции на дешевом природном газе, импортируемом из Аргентины, обеспечивая быстрый рост электропотребления. Вместе с тем, в 1990-е годы наблюдалось несколько кризисов, обусловленных маловодьем на ГЭС. Они сопровождались повышением цен на спотовом рынке и аварийными отключениями потребителей. Наиболее серьезный такой кризис случился в 1998–1999 гг., когда водохранилища ГЭС были полностью сработаны.

Резкие изменения произошли в 2004 г., когда правительство Аргентины из-за внутренних экономических проблем решило уменьшить, а затем вообще прекратить экспорт газа в Чили [8]. Планировавшееся дальнейшее строительство парогазовых электростанций на дешевом аргентинском газе оказалось невозможным и даже действующие электростанции не были им обеспечены. Единственными быстро доступными ресурсами оказались уголь и мазут, который, к счастью, тоже мог использоваться на существующих парогазовых электростанциях. Другие альтернативные источники (импортируемый сжиженный газ, новые угольные электростанции, ГЭС в отдаленной Патагонии) требовали длительного времени для их освоения. При продолжающемся росте электропотребления в стране возник дефицит электрических мощностей, и спотовые цены возросли до 30 цент/кВт·ч.

Правительство вынуждено было изменить концепцию реформирования электроэнергетики. По имеющимся сведениям, Чили намерено последовать примеру Бразилии – ввести государственное регулирование рынка для распре-

делительно-сбытовых компаний с переходом на долгосрочные контракты с действующими и новыми производителями электроэнергии, которые заключаются по результатам периодически проводимых аукционов, и сохранением конкурентного сектора для «свободных» потребителей.

## **Великобритания**

Как и в большинстве других стран Западной Европы, реформа электроэнергетики в Великобритании начиналась при очень благоприятных условиях – большие резервы мощностей (при малых темпах роста электропотребления), возможность широкого использования дешевого природного газа в парогазовых установках, достаточно развитые электрические сети и др. Реформа сопровождалась приватизацией электроэнергетики, которая до этого полностью находилась в государственной собственности. В 1990–1991 г. были частично приватизированы электростанции с образованием трех крупных ЭГК, к 1996 г. приватизирована вся электроэнергетика, включая АЭС, ГАЭС, электрические сети и сферу сбыта. Следует отметить, что 12 региональных электроэнергетических компаний, занимавшихся распределением и сбытом электроэнергии, в процессе реформы постепенно превратились в 2003 г. в 6 крупных сбытовых компаний [75]. Некоторые из них имеют собственную генерацию, а компания «British Gas» занимается сбытом и электроэнергии, и газа. Значительная часть акций английских электроэнергетических компаний приобретена иностранными компаниями (из США, Германии, Франции и др.).

Конкурентный рынок в Великобритании начал функционировать в 1990 г. Он был организован по «классической» в то время концепции (до этого она была применена в Чили, а позднее в Аргентине, США, Бразилии и некоторых других странах). Вся торговля осуществлялась через спотовый рынок «на сутки вперед» по равновесным (маргинальным) ценам. Производители получали дополнительно плату за готовую (используемую в часовом балансе) мощность, которая рассчитывалась по особой формуле в зависимости от «вероятности потери нагрузки» (Loss of Load Probability) и от «стоимости потерянной нагрузки» (Value of Lost Load).

После введения конкурентного рынка в начале 1990-х годов произошло повышение эффективности производства и снижение цен на электроэнергию. Однако последнее было обусловлено не только конкуренцией, но и многими другими факторами: заменой угольных электростанций на парогазовые, снижением цен на природный газ, предварительной компенсацией «неокупленных затрат» (stranded costs) и др. [94]. Такие факторы снизили бы цены и в условиях сохранения регулируемых монополий. Что же касается эффекта, полученного в первые годы после дерегулирования, то он достался, главным образом, производителям электроэнергии. В работе [95] отмечается, что цены настолько пре-

вышалаи издержки, что в течение только одного года акционеры ЭГК «National Power» получили такие дивиденды, которые превышали стоимость этой компании при ее приватизации. Согласно сведениям, приведенным в [9], в результате реформы выигрыш производителей электроэнергии составил 9,7 млрд фунтов стерлингов, выигрыш правительства Великобритании – 1,2 млрд, а потребители понесли потери в 1,3 млрд фунтов стерлингов. Следовательно, реформа дала чистый эффект, но в ущерб потребителям электроэнергии.

Переход к конкурентному рынку совпал по времени с широкомасштабным освоением ресурсов природного газа в шельфе Северного моря и созданием экономичных парогазовых установок. Как отмечалось в § 5,4, для окупаемости новых электростанций с ПГУ на дешевом (в то время) газе требовались оптовые цены примерно 3,8 цент/кВт·ч. Фактические цены на оптовом рынке Великобритании (с учетом платы за мощность) были выше, и это стимулировало интенсивное развитие таких электростанций. Угольные электростанции оказались неконкурентоспособными, особенно после прекращения поддержки Правительством собственной угольной отрасли. «Бум» в строительстве ПГУ сопровождался выводом из эксплуатации устаревших угольных электростанций. При этом многие из них не демонтировались, а консервировались – оставались в «холодном» резерве на случай появления дефицита мощностей. В целом, учитывая медленный рост электропотребления (за 1991–2004 гг. годовой максимум нагрузки на территории рынка увеличился примерно на 4,5 ГВт, или менее чем на 10 %), это практически снимало проблемы с развитием генерирующих мощностей.

Между тем начали проявляться недостатки первоначальной концепции рынка. Оптовые цены снижались значительно медленнее, чем издержки генерации, в некоторые годы они даже повышались. Стали очевидными использование производителями «рыночной власти» и их манипуляции с подачей ценовых заявок на спотовый рынок и с получением платы за мощность. В 1997–1998 гг. Управление по регулированию электроэнергетики провело анализ работы рынка, высказало критические замечания и дало рекомендации по коренному изменению концепции рынка. После этого был разработан и с марта 2001 г. введен Новый механизм торговли электроэнергией (NETA). В числе главных его особенностей и отличий от первоначальной концепции рынка следует отметить [75]:

- перевод всей торговли электроэнергией на двусторонние долгосрочные контракты (со свободными договорными ценами) сроком до нескольких лет с ликвидацией спотового рынка «на сутки вперед»;

- организация балансирующего рынка («на час вперед»), на который должны подавать заявки все участники рынка. В рамках Национальной сетевой



компания создана дочерняя компания ELEXON, которая управляет работой и расчетами на балансирующем рынке;

– отсутствие каких-либо специальных механизмов по развитию генерирующих мощностей, в том числе платы за мощность.

В отличие от других спотовых рынков концепция NETA предусматривает на балансирующем рынке не маргинальное, а так называемое «дискриминационное» ценообразование\*. Это означает, что участники рынка продают и покупают электроэнергию по ценам, указанным ими в заявках, а не по равновесным ценам.

Ставилась задача создания биржевого форвардного рынка стандартизованных долгосрочных контрактов. Такой рынок явился бы *настоящим конкурентным* рынком, который теоретически только и возможен в электроэнергетике. Торговля электроэнергией осуществлялась бы на нем по ценам, отражающим *общие* издержки производителей (включая постоянные), а не только переменные (часовые) издержки, как это происходит на спотовых рынках в реальном времени. Одновременно он подавал бы необходимые «ценовые сигналы». Однако на пути создания такого рынка встретились, по-видимому, те или иные трудности, вследствие чего он пока не организован. Двусторонние долгосрочные контракты заключаются на внебиржевых площадках, т.е. в виде индивидуальных сделок между производителями и покупателями (потребителями). Цены в этих контрактах являются конфиденциальными, и никаких «ценовых сигналов» при этом не возникает.

В 1995 г. в британский рынок была включена Шотландия, и механизм NETA был преобразован в «Британский режим передачи и торговли электроэнергией» (BETTA). В нем сохранены основные структуры и правила механизма NETA.

В целом рынок электроэнергии в Великобритании вряд ли можно назвать вполне «успешным» (особенно для потребителей). В работе [75] он отнесен к этой категории, видимо, потому, что на нем еще не происходило таких кризисных явлений, как в Калифорнии, Бразилии, Аргентине и Чили. Однако первоначальная концепция рынка подверглась коренному изменению, а концепция NETA (BETTA) еще не полностью реализована. Можно ожидать, что последуют и дальнейшие изменения концепции реформирования, так как в электроэнергетике страны проявились новые тенденции. В частности, происходит слияние генерирующих компаний со сбытовыми компаниями (и их укрупнение), т.е. вертикальная их интеграция и монополизация «в обход» конкурентного рынка [2]. Кроме того, рано или поздно возникнут и потребуют решения про-

---

\* Такое ценообразование правильнее назвать «справедливым» (по отношению к покупателям), так как маргинальные цены формируются по самой дорогой из принятых заявок продавцов, создавая прибыль у остальных продавцов и повышая расходы покупателей.

блемы развития генерирующих мощностей (невозможно перевести всю электроэнергетику на природный газ).

### **Скандинавские страны**

Рынок Скандинавских стран (*NORDEL*) является межгосударственным. Он позволяет реализовать эффекты от объединения стран с различной структурой генерирующих мощностей. Особенно эффективен он для Норвегии, имеющей преимущественно ГЭС, за счет экспорта электроэнергии в многоводные годы и сезоны и, наоборот, импорта в периоды маловодья. Между тем для изолированно рассматриваемой Норвегии внутренний конкурентный рынок вряд ли дал бы эффект ввиду низких цен электроэнергии, имевшихся до реформирования, и своеобразной структуры мощностей, состоящей более чем на 90 % из относительно небольших ГЭС.

В составе двух стран Норвегии и Швеции рынок *NORDEL* начал функционировать в 1996 г. [75]. В 1998 г. к нему присоединилась Финляндия, в 1999 г. – Западная Дания и в 2000 г. – Восточная Дания. Структура рынка имеет некоторые отличия в каждой из стран, но главным общим сектором является рынок «на сутки вперед» (Elspot) с маргинальным зональным ценообразованием. В Финляндии выделено 5 зон, остальные страны представлены одной зоной каждая. Имеется также балансирующий рынок (Elbas), заявки на который подаются за час вперед. Значительная часть торговли идет по двусторонним контрактам. Широко развиты финансовые рынки «производных» (options, futures), в которых могут участвовать фирмы и компании, не присоединенные к сетям энергосистем, входящих в рынок. Примерно половина торговли электроэнергией осуществляется через РСВ (Elspot), остальное – по двусторонним контрактам. Однако последние заключаются производителями, главным образом, с принадлежащими им же сбытовыми компаниями.

Значительная часть электроэнергетических компаний Скандинавских стран находится в государственной или муниципальной собственности, причем в Норвегии – почти все компании. Правительство Дании оказывает поддержку строительству установок на возобновляемых источниках энергии, особенно ветровых. Их доля превышает там 30 %, они требуют полного дублирования своей мощности, в результате чего резервы в энергосистемах Дании достигли почти 100 %.

В рынке *NORDEL* не предусмотрена плата за мощность и каких-либо механизмов по развитию генерирующих мощностей. Формирующиеся цены почти во все годы были ниже тех, которые требуются для окупаемости инвестиций в новые электростанции, даже парогазовые.

Рынок *NORDEL* (как и Великобритании) считается успешным, по видимому, благодаря тому, что на нем еще не было серьезных кризисных явле-

ний. В частности, он смог «пережить» засуху, случившуюся в Скандинавии в 2002–2003 гг. В то же время имеются факты и тенденции, которые можно рассматривать как недостатки этого рынка:

- в Швеции и Норвегии с введением конкуренции цены на электроэнергию начали быстро расти (вместо их снижения), значительно быстрее, чем общий индекс потребительских цен [4, 5, 65];

- возникли проблемы с инвестированием и почти прекратилось строительство новых электрических станций и сетей [4, 9, 75]. В результате снизились резервы мощностей (кроме Дании), появились «узкие места» и перегрузка отдельных ветвей сети. Единственная новая АЭС «Oekiluotot» (Финляндия) строится на деньги и для электроснабжения крупных потребителей (фактически она не будет участвовать в рынке электроэнергии);

- 23 сентября 2003 г. в Швеции и Дании произошла крупная системная авария: 4 млн чел остались на полдня без электроэнергии. Кстати, в этом же году 28 августа кратковременная авария случилась в Лондоне;

- экспорт электроэнергии в условиях конкурентного рынка, как показано в § 5.5, невыгоден потребителям страны-экспортера. Это нанесло ущерб потребителям электроэнергии в Норвегии и Швеции, где до реформирования цены были наиболее низкие в Западной Европе.

Таким образом, рынок электроэнергии Скандинавских стран нельзя признать вполне успешным, во всяком случае для потребителей электроэнергии. Как и другие конкурентные рынки, он постоянно усложняется (введение рынков «производных» и т.п.). Можно ожидать, что главные неприятности начнут происходить после того, как имеющиеся резервы мощностей будут исчерпаны и потребуются возобновить строительство новых электростанций.

## **Другие страны Западной Европы**

Обзор рынков электроэнергии всех стран сделать достаточно трудно, поэтому ограничимся лишь отдельными фактами.

В Германии через некоторое время после введения конкурентного рынка начался неоправданный рост цен на электроэнергию [58, 65]. Особенно трудная ситуация с рынком в Италии, где уже несколько лет имеется большой дефицит электроэнергии, покрываемый за счет импорта из соседних стран. В Италии наиболее высокие цены электроэнергии, а 28 сентября 2003 г. произошла тяжелая системная авария, охватившая всю страну: 57 млн чел остались без электроэнергии от половины до полных суток.

В целом усилия и директивы Европейского Союза, нацеленные на создание единого Европейского рынка электроэнергии, реализуются с большими трудностями, отставаниями и не во всех странах [2; и др.]. Объясняется это, с нашей точки зрения, двумя обстоятельствами, возникающими при переходе к

конкурентному рынку, которые рассмотрены в § 5.5: экспорт электроэнергии перестает быть взаимовыгодным и появляются трудности с финансированием и обоснованием эффективности межгосударственных электропередач. В последние годы серьезное влияние начали оказывать требования Киотского протокола и торговля квотами на выбросы CO<sub>2</sub>, а также стремление к развитию нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Еще больших трудностей можно ожидать через несколько лет, когда вследствие роста электропотребления (хотя и небольшого) и вывода устаревших электростанций резервы мощностей снизятся до критического уровня и потребуется строительство новых капиталоемких электростанций.

## **Австралия**

Национальный рынок Австралии (конкурентный) начал функционировать в декабре 1998 г. в составе штатов Новый Южный Уэльс (с Территорией столицы Австралии), Виктория, Квинсленд и Южная Австралия [75, 96]. Позднее в 2006 г. к нему присоединен о. Тасмания через высоковольтный подводный кабель.

Предварительно были реструктурированы вертикально-интегрированные компании штатов с созданием независимых ЭГК, Национальной сетевой компании (NEMMCO), которая одновременно осуществляет функции Системного Оператора и Администратора торговой системы и др.

Основу национального рынка составляет спотовый рынок «на сутки вперед», через который проходит вся торговля электроэнергией. Долгосрочные двусторонние договоры и плата за мощность не применяются. Имеются также рынки вспомогательных услуг для поддержания частоты, резервов, напряжения и т.п. Организован рынок (биржа) «производных», на котором осуществляется торговля «контрактами на разницу» (Contracts for Difference – CFD), позволяющими смягчить большую изменчивость цен на спотовом рынке.

Ввиду ограниченной пропускной способности электрических связей между штатами, цены на спотовом рынке формируются по зонам (узлам), которые в основном соответствуют территориям штатов. Дополнительно выделена зона Снежных гор, находящихся в двух штатах (Новом Южном Уэльсе и Виктория). Цены на электроэнергию могут значительно различаться по зонам.

В штате Южная Австралия, испытывавшем дефицит электроэнергии и импортировавшем ее частично из соседнего штата Виктория, сразу после введения конкурентного рынка (с января 1999 г.) началось значительное повышение спотовых цен. Среднемесячные цены составили 95, 105 и 135 австралийских долларов за 1 МВт·ч в ноябре 1999 г., феврале 2000 г. и феврале 2001 г. соответственно, при «нормальных» ценах около 30 дол./МВт·ч. Средняя цена за 1999–2000 гг. была равна 61 дол./МВт·ч. Высокие цены стимулировали ввод 300 МВт

газотурбинных и 800 МВт парогазовых установок, которые суммарно увеличили на 30 % установленные мощности штата<sup>\*</sup>. После этого с июня 2001 г. цены снизились до нормального уровня. Однако двухлетнее повышение цен нанесло, конечно, ущерб потребителям и принесло сверхприбыли действующим производителям.

Более серьезный кризис произошел в 2000–2001 гг. в штате Виктория, имевшем до 1998 г. резервы мощностей более 30 % и экспортировавшем электроэнергию в Южную Австралию. Отсутствие вводов новых мощностей и продолжающийся рост электропотребления привели в жаркое лето 2000 г. (январь – февраль) к перебоям электроснабжения и резкому росту спотовых цен. Происходили «веерные» отключения потребителей, Правительство штата ввело верхнее ограничение на спотовые цены (“price cap”), а затем и ограничение на потребление электроэнергии в пиковые часы. Кризис был преодолен в марте–апреле 2001 г. после ввода 650 МВт новых мощностей.

После кризисных явлений в штатах Южная Австралия и Виктория, совпавших по времени с введением NETA в Великобритании, концепция Национального рынка была подвергнута ревизии и частичной корректировке. В частности, в 2005 г. был сформирован новый национальный орган – Комиссия по энергетическому рынку Австралии, в обязанности которой входит выработка норм и правил и развитие рынка. Параллельно с этим было создано Управление по регулированию энергетики Австралии, осуществляющее экономическое регулирование оптовых рынков и передающих сетей на рынках электроэнергии и газа [75]. Вместе с тем коренного изменения концепции реформирования электроэнергетики, аналогичного NETA и BETTA в Великобритании, пока не произошло. Сохранен спотовый рынок «на сутки вперед» и другие связанные с ним рынки. Не создано какого-либо механизма по развитию генерирующих мощностей.

В целом, если отвлечься от упомянутых кризисов в штатах Южная Австралия и Виктория, Национальный рынок электроэнергии в Австралии можно признать успешным. Однако развитие генерации происходит пока только за счет ГТУ и ПГУ на природном газе, а усовершенствования рынка продолжают-

### **Вставка 21. Опыт стран с конкурентными рынками электроэнер-**

<sup>\*</sup> Как уже отмечалось в § 5.4, цена, необходимая для окупаемости новых электростанций с ПГУ на газе в Австралии, составляет примерно 40 дол./МВт·ч.

*гшш*

1. С переходом к конкурентному рынку практически во всех странах прекратилось строительство ГЭС, АЭС, КЭС на угле, а также межсистемных и межгосударственных электропередач.

2. Явные энергетические кризисы произошли в Бразилии и Аргентине, где вернулись к государственному регулированию. Кризисные явления, связанные с дефицитом мощностей, резким повышением спотовых цен и ограничениями потребителей, происходили в штатах Виктория и Южная Австралия, в Чили и других странах.

3. Несмотря на благоприятные «стартовые» условия (большие резервы мощностей при низких темпах роста электропотребления, хорошее развитие электрических сетей и др.) в странах Западной Европы, включая Великобританию, после перехода к конкурентному рынку начали проявляться его недостатки:

- повышение цен на электроэнергию в Норвегии, Швеции, Германии и других странах (опережающее общий индекс потребительских цен);

- недостаточное инвестирование новых электростанций и электрических сетей;

- системные аварии в Швеции, Дании, Италии, Англии в 2003 г.;

- основной эффект от дерегулирования рынка получают производители электроэнергии.

4. В Великобритании в 2001г. ликвидировали спотовый рынок и перешли на торговлю по долгосрочным двусторонним контрактам, сохранив лишь балансирующий рынок. При этом на последнем применяется не маргинальное ценообразование, а «дискриминационное» – оплата производится по ценам, которые участники рынка указали в своих заявках.

5. Усилия и директивы Европейского Союза, нацеленные на создание единого Европейского рынка электроэнергии, реализуются с большими отставаниями и не во всех странах. Во многом это объясняется тем, что экспорт электроэнергии становится при конкурентном рынке невыгоден потребителям страны-экспортера и производителям страны-импортера.

6. Конкурентные рынки все более усложняются, как и в США.

7. Можно ожидать, что кризисы, вызванные дефицитом генерирующих мощностей (аналогичные кризисам в Бразилии и Чили), произойдут и в других странах после исчерпания возможностей использования дешевого природного газа.

## ГЛАВА 7. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

С учетом предыдущего материала в данной главе анализируются условия, цели, ход и возможные результаты реформы электроэнергетики в России. Для полноты картины рассматриваются первоначальное реформирование при переходе от плановой экономики к рыночной в 90-е годы прошлого века (§ 7.1), реформа по переходу к конкурентному рынку (§ 7.2) и прогноз ее последствий, который можно сделать на ближайшее десятилетие (§ 7.3).

### § 7.1. Реформирование в 90-е годы XX в.

С распадом СССР и переходом России к рыночной экономике в стране началась «всеобщая» приватизация в форме создания акционерных обществ. Согласно Указу Президента РФ № 721 от 01.07.92 г. «Об организационных мерах по преобразованию государственных предприятий, добровольных объединений государственных предприятий в акционерные общества» такая работа должна быть проведена за 4 мес и завершена до 01.11.92 г. Для электроэнергетики это грозило полным развалом Единой и региональных ЭЭС на массу самоуправляющихся акционерных обществ (электростанций, сетевых подразделений и т.п.).

Благодаря усилиям руководства и специалистов Комитета по электроэнергетике Минтопэнерго РФ, процесс акционирования удалось упорядочить [97]. Был подготовлен Указ Президента РФ (№ 923 от 15.08.92 г.) «Об организации управления электроэнергетическим комплексом Российской Федерации в условиях приватизации», согласно которому:

- учреждается Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «ЕЭС России»);
- региональные энергосистемы (управления) преобразуются в дочерние акционерные общества (АО-энерго);
- ГРЭС мощностью 1000 МВт и выше и ГЭС мощностью более 300 МВт выводятся из состава региональных энергосистем и преобразуются в дочерние акционерные общества (АО-электростанции);
- акционируются и вносят полностью или частично акции в уставной капитал РАО «ЕЭС России»: ЦДУ, ОДУ, проектные и научно-исследовательские институты, учебные заведения, строительно-монтажные организации отрасли;
- все ТЭЦ остаются в составе своих АО-энерго.

При последующей реализации этого указа было создано 74 АО-энерго и 36 АО-электростанций. Два АО-энерго были независимыми от РАО «ЕЭС Рос-

сии»: «Иркутскэнерго» и неакционированное Государственное унитарное предприятие (ГУП) «Татэнерго». У остальных 72 АО-энерго от 14 до 100 % акций находилось в собственности РАО «ЕЭС России». Некоторые АО-электростанции были переданы в аренду соответствующим АО-энерго.

В целом указанная схема акционирования электроэнергетики России предусматривала организацию федерального рынка «Единый покупатель» и создание регулируемых монополий на региональном уровне (рис. 7.1). Предполагалась организация Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), куда поставляют электроэнергию АО-электростанции, АЭС и избыточные АО-энерго. РАО «ЕЭС России», как организатор ФОРЭМа, выполняет при этом функции Закупочного агентства. Тарифы на поставляемую и покупаемую с ФОРЭМа электроэнергию регулируются Федеральной энергетической комиссией (ФЭК). Тарифы для потребителей, снабжаемых АО-энерго, устанавливаются региональными энергетическими комиссиями (РЭК).



Рис. 7.1. Двухуровневая структура регулируемых рынков электроэнергии, созданная в России в 90-е годы XX в.

Перевод электроэнергетики с централизованного планирования в рыночные условия был осуществлен достаточно разумно, хотя и проходил в исключительно сжатые сроки. Была сохранена административно-хозяйственная целостность ЕЭС России и региональных ЭЭС, организованы регулируемые рынки электроэнергии. Конечно, следовало бы сохранить электроэнергетику в государственной собственности, как это сделано во Франции, Норвегии, Китае и многих других странах. Однако в условиях, сложившихся в то время в России, это было невозможно (за исключением атомной энергетики). Сохранение



контрольного пакета акций РАО «ЕЭС России» в руках государства оставляло все же достаточные рычаги управления отраслью наряду с государственным регулированием тарифов на электроэнергию. Следует заметить, что приватизация электроэнергетики (как и других отраслей) проведена «безвозмездно» – новые владельцы предприятий (акционеры) не должны оплачивать или возмещать в какой-либо форме капиталовложения, сделанные раньше (об этом уже говорилось в § 5.4).

На дальнейший ход развития и функционирования электроэнергетики России в 1990-е годы оказал влияние ряд факторов и обстоятельств:

- общий экономический кризис в стране и спад электропотребления;
- необходимость создания системы государственного регулирования энергокомпаниями (ФЭК и РЭК), которое явилось новым видом деятельности;
- недостаточно полная реализация модели рынка «Единый покупатель» на ФОРЭМе;
- смена руководства РАО «ЕЭС России» в 1998 г.

**Экономический кризис** поставил электроэнергетику в очень трудное положение. Инфляция и неплатежи нарушили финансово-экономическую деятельность энергокомпаний. Обесценивание основных фондов приводило к занижению амортизационной составляющей тарифов, которую, к тому же, приходилось расходовать не на обновление оборудования, а на другие насущные нужды. Создавалась задолженность по оплате поставок топлива и зарплаты персонала. Прибыль у энергокомпаний практически отсутствовала, дивиденды акционерам не выплачивались, вследствие чего работники энергокомпаний, имевшие акции, продавали их за бесценок. Теперь эти акции оказались в собственности различных компаний и банков, в том числе иностранных.

Состояние отрасли постепенно ухудшалось по всем показателям: удельному расходу топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии, потерям в электрических сетях, численности персонала, капиталовложениям и др. Модернизация и замена устаревшего оборудования электростанций и сетей производились в объемах, несколько раз меньших, чем необходимо. Вводы новых мощностей за 1992–2000 гг. составили около 10 ГВт, т.е. в 5–8 раз меньше, чем вводилось в 60-е – 80-е годы. Все эти мощности пошли на компенсацию выбывающих устаревших электростанций, в результате чего общая установленная мощность электростанций России за 90-е годы практически не изменилась. Резко снизилось и сетевое строительство.

Сокращение капитального строительства привело к деградации строительного комплекса отрасли, энергетического машиностроения, проектных и конструкторских организаций.

Положение несколько смягчал общий спад электропотребления (на 23,5 % к 1998 г.). Образовались резервы мощностей, которые создавали видимость

благополучия. Однако объем устаревшего оборудования продолжал нарастать, усложняя ситуацию для будущих периодов.

Общий экономический кризис чрезвычайно затруднил деятельность *органов государственного регулирования*, которую пришлось налаживать заново. Регулировать тарифы энергокомпаний в условиях высокой инфляции, неплатежей, дебиторской и кредиторской задолженностей было исключительно трудно. На это накладывались политические и социальные факторы, приводившие к стремлению сдерживать рост тарифов по мере инфляции, особенно тарифов для потребителей на региональном уровне.

Тарифы на электроэнергию приходилось пересматривать очень часто (иногда несколько раз в год), поэтому не было возможности создать у регулируемых компаний стимулы к снижению издержек и получению дополнительной (экономической) прибыли. Как показано в § 3.2, это возможно лишь при фиксировании тарифов для производителей на достаточно длительный срок (несколько лет). В Китае, например, при отсутствии (или небольшой) инфляции тарифы пересматриваются только по инициативе самих производителей.

Следует отметить также неудачные изменения в законодательстве в 1997 г. по изъятию инвестиционной составляющей из тарифов на электроэнергию для АО-энерго с финансированием развития региональных ЭЭС из прибыли энергокомпаний. Это нарушило нормальный процесс самофинансирования развития региональных систем этими монопольными компаниями и фактически исключило возможности влияния на этот процесс и контроля за ним со стороны РЭК. Хорошо еще, что инвестиционная составляющая сохранилась в абонентной плате РАО «ЕЭС России».

Несмотря на эти трудности, система и методология государственного регулирования постепенно совершенствовалась, хотя и не все предложения ФЭК были приняты.

*Недостаточно полная реализация* на ФОРЭМе рынка «*Единый покупатель*» состояла, в первую очередь, в том, что АО-электростанции и многие *избыточные* АО-энерго, поставлявшие туда электроэнергию, не были *независимыми* производителями. Они принадлежали РАО «ЕЭС России» как дочерние компании. Регулируемый ФОРЭМ служил фактически «механизмом осреднения» оптовых цен на электроэнергию. РАО «ЕЭС России», владевшее АО-электростанциями и почти всеми АО-энерго, являлось монополистом на ФОРЭМе. Известны многочисленные случаи «ущемления» доступа на ФОРЭМ атомных электростанций и АО-энерго, не принадлежавших РАО «ЕЭС России». На ФОРЭМе не было настоящей конкуренции производителей, какая возможна в рынке «*Единый покупатель*».

Во-вторых, в 1990-е годы тарифы на электроэнергию, поставляемую на ФОРЭМ АО-электростанциями, по указанным выше причинам приходилось часто пересматривать. Они устанавливались по фактическим издержкам, вслед-

ствие чего у производителей не было стимулов к их снижению. Если же тарифы устанавливаются на длительный срок и производители электроэнергии будут действительно независимыми, то можно реализовать и эффект конкуренции производителей за входение в рынок, и их стремление к получению максимальной прибыли, о чем говорилось в § 3.2. Условия для этого появились лишь в 2000–2002 гг., и вместо перехода к конкурентному рынку следовало бы направить усилия на совершенствование государственного регулирования и реализацию настоящей модели «Единый покупатель». В 1997 г. была сделана попытка в этом направлении – издан Указ Президента РФ № 426 от 28.04.97 г. о реструктуризации естественных монополий. В нем предусматривалось, в частности, создание независимых генерирующих компаний. Однако этот указ не был выполнен.

Следует заметить еще, что созданная в 1990-е годы двухуровневая система регулируемых рынков, в принципе, позволяла привлекать частных (внешних) инвесторов для строительства новых электростанций (наряду с использованием инвестиционной составляющей тарифов). РАО «ЕЭС России» и АО-энерго могли заключать долгосрочные контракты с независимыми частными инвесторами с повышенными ценами покупаемой у них электроэнергии, которые обеспечивали возврат инвестиции с взаимно приемлемым процентом на капитал. Такая система практиковалась в Китае еще в 1980-е годы. Однако нестабильное экономическое положение России создавало очень высокий риск для инвесторов. Кроме того, спад электропотребления и образовавшиеся резервы генерирующих мощностей временно делали неактуальным ввод новых мощностей. Главной проблемой к концу 90-х годов стала модернизация и обновление оборудования действующих электростанций, а также восстановление общей эффективности функционирования ЕЭС и региональных ЭЭС.

**Смена руководства РАО «ЕЭС России»** в 1998 г. явилось, можно сказать, «субъективным» фактором, который, однако, оказал весьма существенное влияние на дальнейшую судьбу российской электроэнергетики. Смена произошла в критический для страны момент (включая «дефолт» августа 1998 г.), когда стало ясным, что электроэнергетика уже находится в состоянии кризиса. Казалось бы, новое руководство РАО должно принять меры к исправлению положения, но произошло обратное.

РАО «ЕЭС России» возглавили непрофессионалы – менеджеры общего профиля (экономисты, юристы и т.п.). В течение нескольких лет профессионалы-энергетики были заменены менеджерами и в дочерних АО-энерго и АО-электростанциях. Главной заботой руководства энергокомпаний стал бизнес. В наибольшей мере это проявилось в первые годы XXI в., о чем будет сказано в следующем параграфе.

Особое значение имело то, что новое руководство РАО «ЕЭС России» увидело путь к выводу электроэнергетики из кризиса не в принятии конкрет-

ных и быстрых мер по совершенствованию управления и техническому перевооружению электроэнергетики, а в дальнейшем ее реформировании. Тем самым выход из кризиса откладывался еще на 5–10 лет.

Можно полагать, что если бы в руководстве РАО «ЕЭС России» остались профессионалы-энергетики, которым удалось сохранить целостность, работоспособность и надежность ЕЭС в наиболее трудные 1992–1998 гг., то электроэнергетика России развивалась бы по-иному. Не усугубились бы проблемы со старением оборудования, деградацией строительного комплекса и машиностроения, отсутствовали бы большие неоправданные расходы и не возникли бы новые проблемы.

**Вставка 22. Реформирование электроэнергетики России в 90-е годы XX в.**

1. С переходом страны к рыночной экономике была проведена приватизация (акционирование) электроэнергетики. Усилиями специалистов-энергетиков удалось сохранить административно-хозяйственную целостность ЕЭС России и региональных ЭЭС. Была создана двухуровневая структура регулируемых рынков: рынок «Единый покупатель» на федеральном уровне и регулируемые вертикально-интегрированные компании на уровне регионов.

2. Общий экономический кризис создал очень трудное положение в электроэнергетике. Инфляция, неплатежи, обесценивание основных фондов и др. нарушили финансово-экономическую деятельность энергокомпаний. Состояние отрасли постепенно ухудшилось по всем показателям и становилось критическим. Несколько облегчали положение спад электропотребления, а также высокий организационно-технический уровень ЕЭС, достигнутый к началу 1990-х годов. Однако проблема старения оборудования электростанций и сетей все более обострялась.

3. Систему государственного регулирования тарифов на электроэнергию пришлось создавать и налаживать заново, притом в тяжелых условиях экономического кризиса. Регулировать тарифы в условиях высокой инфляции, неплатежей, дебиторской и кредиторской задолженностей энергокомпаний было исключительно трудно. Тарифы приходилось часто пересматривать, вследствие чего у компаний не было времени и стимулов к снижению издержек. На это накладывались политические и социальные факторы, приводившие к стремлению занижать тарифы на электроэнергию. Вместе с тем государственное регулирование тарифов постепенно совершенствовалось.

4. Модель рынка «Единый покупатель» была реализована на ФОРЭМе не полностью – АО-электростанции и большинство АО-энерго,

участвующих в оптовом рынке, не были независимыми. Они являлись дочерними компаниями РАО «ЕЭС России», которое фактически было монополистом на ФОРЭМе.

5. Смена руководства РАО «ЕЭС России» в 1998 г. негативно отразилось на путях выхода электроэнергетики из кризиса. Профессионалы-энергетики были заменены менеджерами общего профиля (экономистами, юристами и т.п.), основной заботой которых был бизнес. Вместо конкретных мер по совершенствованию управления и техническому перевооружению отрасли новое руководство РАО начало разработку предложений по дальнейшему ее реформированию, отложив выход из кризиса еще на 5–10 лет.

## § 7.2. Дальнейшее реформирование с переходом к конкурентному рынку

К 2000–2002 г. финансовое состояние РАО «ЕЭС России» и АО-энерго стабилизировалось в связи с общим улучшением положения в денежной системе страны и ликвидации задолженности потребителей (особенно бюджетных организаций). Была проведена переоценка основных фондов, что увеличило амортизационную составляющую тарифов. Можно было начинать *широкомасштабный процесс* обновления и модернизации энергетических объектов, завершения строительства ранее начатых объектов и др. Созданная двухуровневая система регулируемых рынков вполне позволяла это сделать за счет амортизационной и инвестиционной составляющих тарифа.

К тому времени было выполнено несколько крупных работ по перспективам развития электроэнергетики России на 2010–2020 гг.: работа под руководством Энергетического института им. Г.М.Кржижановского (ЭНИИ) [38], Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. (ЭСР) [98], исследования Института народнохозяйственного прогнозирования РАН (ИНП) [99]. В них даны прогнозы электропотребления, варианты развития генерирующих мощностей (с учетом модернизации и демонтажа действующих электростанций) и электрических сетей, потребности в капиталовложениях и др. На основе этих работ в [19] дана обобщенная оценка *капитальной составляющей тарифов*, требующейся для модернизации действующих и строительства новых энергетических объектов, в последние годы пятилеток. Эти оценки приведены в табл. 7.1.

Можно видеть, что для обеспечения вывода электроэнергетики из кризиса в то время требовалось увеличение тарифа на электроэнергию менее чем на 0,5 цент/кВт·ч в 2005 г., на 0,7–0,8 цент/кВт·ч в 2010 г. и около 1 цент/кВт·ч в 2015 г. Повышение капитальной составляющей происходит из-за возрастающе-

го объема замены устаревшего оборудования. Большую, если не бóльшую, часть этой капитальной составляющей покрывают амортизационные отчисления, включаемые в тариф в любом случае. Развернулось бы обновление и строительство электрических станций и сетей, заработали бы энергомашиностроительные заводы, строительные, монтажные и проектные организации и др.

Т а б л и ц а 7.1

**Капитальная составляющая тарифа, цент/кВт·ч**

Работа	2005 г.	2010 г.	2015 г
ЭНИН [38]	0,4	0,86	1,27
ЭСР [98]	0,31–0,47	0,61–0,73	0,77–1,23
ИНП [99]	0,47–0,52	0,82–0,83	–
Средняя оценка* . . .	0,44	0,77	1,09

\* Среднее арифметическое по столбцам.

Вместо этого новое руководство РАО «ЕЭС России» представило в декабре 2000 г. на утверждение в Правительство РФ Концепцию реструктуризации РАО «ЕЭС России». Необходимость реструктуризации обосновывалась кризисным состоянием российской электроэнергетики, и она предлагалась как средство выхода из кризиса. Концепция, разработанная с участием ряда организаций [100,101; и др.], предусматривала переход к *конкурентному* рынку (модели 4) в электроэнергетике России.

Концепция РАО подверглась серьезному обсуждению и критике. Распоряжением Президента РФ от 7 января 2001 г. была создана Рабочая группа Президиума Государственного Совета РФ по вопросам реформирования электроэнергетики для рассмотрения этой Концепции. 23 февраля 2001 г. в Государственной Думе РФ проведены парламентские слушания «О ситуации в электроэнергетике и реструктуризации РАО «ЕЭС России». В феврале 2001 г. состоялось совместное заседание трех отделений Российской академии наук (Отделения физико-технических проблем энергетики, Отделения геологии, геофизики, геохимии и горных наук и Отделения экономики), которое признало, что Концепция РАО «ЕЭС России» не может быть принята за основу государственной политики реформирования электроэнергетики России.

В работе [63] подробно описан ход обсуждения Концепции реструктуризации РАО. Было предложено около десяти альтернативных концепций, в том числе Рабочей группой Президиума Госсовета. Однако Правительство РФ фактически пренебрегло предложениями специалистов и своим Постановлением от 11 июля 2001 г. № 526 [1] одобрило «Основные направления реформирования электроэнергетики России», которые практически полностью соответствуют Концепции реструктуризации РАО «ЕЭС России». Это Постановление положило начало переходу электроэнергетики к конкурентному рынку.

В конце 2001 г. Правительство РФ внесло в Государственную Думу РФ проект закона об электроэнергетике, в основу которого была положена Концепция реструктуризации РАО. Проект активно обсуждался, включая специальные парламентские слушания. В результате в первом и втором чтениях в Государственной Думе в закон внесены определенные изменения и дополнения. Они связаны, главным образом, с усилением роли государства и правительства в проведении реформы, контроле за ее результатами и обеспечении бесперебойного электроснабжения. Окончательно Закон «Об электроэнергетике» принят Государственной Думой 21 февраля 2003 г. и подписан Президентом РФ 26 марта 2003 г. [39]. Одновременно были приняты Закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период» [102] и ряд сопутствующих законов.

В законах [39,102] выделяется *переходный период* – до вступления в силу «Правил оптового рынка» и прекращения регулирования цен на оптовом рынке. Срок окончания этого периода устанавливался не ранее 1 июля 2005 г. Позднее этот срок неоднократно сдвигался и по последним постановлениям Правительства продлен до 2010 г.

Рассмотрим сначала **цели реформирования электроэнергетики и возможности их достижения** в свете материалов гл. 3–6.

В законе «Об электроэнергетике» [39] цели реформирования четко не сформулированы, но есть «Общие принципы» (статья 6), часть которых можно рассматривать как цели:

- обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации;
- обеспечение бесперебойного и надежного функционирования электроэнергетики ...;
- ... формирование устойчивой системы удовлетворения спроса на электрическую энергию при условии обеспечения надлежащего качества и минимизации стоимости электрической энергии.

В постановлении Правительства РФ № 526 [1] (вернее, в утвержденных «Основных направлениях реформирования электроэнергетики») записано следующее:

«Целями реформирования электроэнергетики Российской Федерации являются обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей».

Кроме того, из текста постановления № 526 следует, что одной из целей реформирования является привлечение инвестиций в генерирующие мощности (на третьем этапе реформирования).

Таким образом, основными официально поставленными целями реформы электроэнергетики можно считать:

- 1) обеспечение энергетической безопасности страны;
- 2) обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы;
- 3) обеспечение бесперебойного и надежного функционирования самой электроэнергетики;
- 4) повышение эффективности производства и потребления электроэнергии;
- 5) привлечение инвестиций в сферу генерации электроэнергии.

*О снижении цен* электроэнергии, что ставилось главной целью на Западе, не упоминается («минимизацию стоимости электроэнергии» можно понимать как снижение издержек производства, т.е. как повышение эффективности ее производства). Следовательно, с самого начала было ясно, что реформа электроэнергетики в России приведет к *повышению цен* электроэнергии. Это означает повышение цен всех российских товаров и снижение их конкурентоспособности на мировых рынках, рост инфляции и т.п. Поэтому реформа не будет способствовать достижению второй цели, касающейся экономики и социальной сферы.

Для достижения первой и третьей целей главным является *бездефицитное развитие ЕЭС и надежное ее функционирование*. Между тем, как показано в гл. 3 и 5, именно в этих отношениях возникают проблемы и трудности при переходе к конкурентным рынкам в электроэнергетике. Появляется ценовой барьер для вхождения в рынок новых производителей, что создает угрозу дефицита генерирующих мощностей. Одновременно повышается вероятность масштабных системных аварий и снижается общая надежность электроснабжения, о чем свидетельствует зарубежный опыт (и российский тоже). Следовательно, реализация реформы не приведет к достижению и этих двух целей.

Выдвижение в качестве цели реформирования *привлечения инвестиций* в генерирующие мощности можно рассматривать как какое-то недоразумение. С одной стороны, такие инвестиции вполне обеспечиваются в регулируемых рынках путем включения инвестиционной составляющей в тарифы для потребителей. Как уже отмечалось, в странах Запада имелось даже «переинвестирование». То, что это не делалось в России в 2000–2006 гг., следует считать серьезной ошибкой. С другой стороны, для привлечения частных инвестиций при конкурентном оптовом рынке необходимы очень высокие цены (4–6 цент/кВт·ч). При оптовых ценах 1,5–2,0 цент/кВт·ч, которые были в Европейской секции ЕЭС в начале реформы, частных инвестиций, естественно, быть не могло. Повышение же цен до «инвестиционного» уровня слишком дорого обойдется экономике, социальной сфере и населению страны.



Что касается *повышения эффективности производства электроэнергии* (четвертая цель), то конкуренция действительно может дать такой эффект. Однако весь этот эффект получают производители, а потребители понесут прямой ущерб от повышения оптовых цен до маргинальных. Это прямо противоречит второй цели (обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы). Кроме того, как указывалось в § 3.2, повышение эффективности производства можно обеспечить и в регулируемых рынках электроэнергии при установлении (фиксировании) тарифов для производителей на длительный срок (несколько лет).

Таким образом, можно констатировать, что *ни одна из* официально озвученных *целей* реформирования электроэнергетики России *не будет фактически достигнута*. Это означает, что концепция реформирования была принята без должного обоснования (без сопоставления эффекта, ожидаемого от конкуренции, с затратами на организацию конкурентных рынков электроэнергии и последствиями от их введения) и не зря вызывала критику. Либо у инициаторов реформы были какие-то иные цели, кроме официально провозглашенных.

При анализе хода реформирования после принятия Закона «Об электроэнергетике» целесообразно, с одной стороны, рассмотреть процесс реформирования, а с другой – состояние самой электроэнергетики. Как уже отмечалось, новое реформирование в надежде на частные инвестиции после введения конкурентного рынка фактически задержало на много лет выход электроэнергетики из кризиса, усугубив его.

**Процесс реформирования** оказался трудным, дорогостоящим и растянутым. Переходный период не закончился ни в 2005 г., ни в 2006 г. Главной проблемой, по мнению автора, явилось *неизбежное повышение оптовых цен* на электроэнергию при прекращении их регулирования. По первоначальной концепции реформирования (в законе [102]) эту проблему предполагалось решить (смягчить, растянуть во времени) путем выделения и постепенного расширения сектора свободной торговли ФОРЭМа. Однако цены на этом секторе закономерно складывались ниже, чем на регулируемом секторе (иначе покупатели на свободный сектор просто бы не пошли). В этих условиях освобождение цен оптового рынка привело бы к скачкообразному их росту (на 30 % или более). **Правительство на это не решилось**. Пришлось изменять концепцию оптового рынка в переходный период, а все усилия и затраты на создание сектора свободной торговли оказались «бросовыми».

Новая концепция оптового рынка электроэнергии и мощности (НОРЭМ) разрабатывалась РАО «ЕЭС России» в экстренном порядке и после нескольких задержек была введена в действие с 1 сентября 2006 г. постановлением Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 529 [103]. Основная ее цель (не афишируемая) та же – растянуть во времени повышение цен оптового рынка с уровня средневзвешенных издержек генерации до маргинальных. Предусматривается

*принудительное сокращение* в течение нескольких лет доли регулируемых двусторонних договоров производителей с покупателями со 100 % до нуля.

Концепция НОРЭМа чрезвычайно сложная. В исходном состоянии *вся оптовая торговля* переводится на регулируемые двусторонние договоры, причем каждый покупатель прикрепляется к нескольким производителям. Распределение производителей (дорогих и дешевых) для каждого покупателя устанавливается из условия, чтобы средняя оптовая цена у последнего была такой же, как и прежний тариф (до введения НОРЭМа). Следовательно, каждый производитель и покупатель должны заключать по пакету регулируемых договоров, объемы поставок в которых рассчитаны Администратором торговой системы (АТС), а цены (тарифы) установлены Федеральной службой по тарифам (ФТС). В последующем объемы поставок по регулируемым договорам будут уменьшаться 2 раза в год. К концу 2010 г. эти объемы доводятся до нуля.

Одновременно организуются спотовые рынки: рынок на сутки вперед (РСВ) и балансирующий рынок (БР). Заявки на РСВ должны ежедневно подавать *все* производители и покупатели, а цены формируются как маргинальные. На балансирующий рынок заявки подают те участники, у которых выявились отклонения фактического потребления или производства электроэнергии от заявок на РСВ, сделанных в предыдущий день. Цены на БР формируются также по маргинальному принципу.

Напомним, что в Великобритании еще в 2001 г. отказались от рынка на сутки вперед, а на балансирующем рынке торговля ведется не по маргинальным ценам, а по ценам, указанным участниками в своих заявках.

Предусматриваются также торговля по свободным (нерегулируемым) двусторонним договорам, организация рынков вспомогательных услуг, рынка мощности (с 2008 г.), рынков «производных» и др. После полной его реализации НОРЭМ станет, по-видимому, самым сложным (и «запутанным») рынком электроэнергии в мире. И все это – ради повышения цен и получения сверхприбылей производителями электроэнергии.

Уже сейчас цены на спотовых рынках НОРЭМа превышают средние тарифы в регулируемых договорах (в отличие от цен, которые формировались на прежнем секторе свободной торговли ФОРЭМ). Еще большее повышение произойдет в дальнейшие годы по мере уменьшения доли регулируемых договоров и появления дефицита генерирующих мощностей (подробнее в следующем параграфе).

Нужно отметить, что дискуссии о путях реформирования электроэнергетики России, начавшиеся при обсуждениях Концепции реструктуризации РАО «ЕЭС России» и Закона «Об электроэнергетике», продолжались и в ходе проведения реформы. Многочисленны и сторонники перехода к конкурентному рынку, и его противники. Так, авторы работ [104–108; и др.] исходят из официально принятой концепции. В то же время в [22, 63, 64, 109, 110; и др.] анализируются

недостатки реализуемой концепции и ожидаемые отрицательные последствия и указывается на необходимость ее корректировки.

Что касается *состояния самой электроэнергетики России*, то оно продолжало ухудшаться. Вводы новых мощностей после 1998 г. в среднем были менее 1 ГВт в год. Модернизация и обновление оборудования действующих электростанций осуществлялись в объемах, меньших необходимых в 4–5 раз. Такое же положение было и в электрических сетях. В результате износ основных фондов уже в 2006 г. достиг 57,8 %, в том числе генерирующего оборудования – 62 %.

Между тем менеджеры РАО «ЕЭС России» занимались бизнесом (помимо реформирования электроэнергетики): приобретали электрические станции и сети в странах СНГ (Грузии, Армении, Молдове), достраивали ГЭС в Таджикистане, выплачивали дивиденды акционерам, установили высокие оклады руководящему составу и др. Доля статьи «Прочие расходы» в средних тарифах холдинга РАО «ЕЭС России» составила 47,5 % в 1998 г. и 49,1 % в 1999 г. [111] (сведения за более поздние годы автору найти не удалось). Эти расходы превысили затраты на топливо, оплату труда и амортизацию вместе взятые. В работе [109] сделан обобщенный анализ расходов РАО «ЕЭС России», не связанных с производством электроэнергии на территории страны.

Так продолжалось до Московской системной аварии в мае 2005 г. и дефицита электроэнергии в последовавшую зиму в Москве, Санкт-Петербурге и ряде других регионов. Руководство РАО осознало наконец, что энергетическое оборудование и спад электропотребления не вечны. Был расторгнут контракт на покупку ТЭС в Болгарии, был призыв к акционерам отказаться от дивидендов за прошедший год.

Начали срочно разрабатываться планы развития ЕЭС, инвестиционные программы вновь созданных оптовых и территориальных генерирующих компаний (ОГК и ТГК). Проведена эмиссия акций ОГК и ТГК для финансирования их инвестиционных программ. Разработана «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» [72], одобренная Правительством РФ в феврале 2008 г. Все это следовало бы сделать на 8–10 лет раньше, когда объем изношенного оборудования был значительно меньше, а строительная база, машиностроительные заводы и проектные организации находились в гораздо лучшем состоянии. Теперь же объемы капитального строительства многократно возросли и возможность реализации составленной «Генсхемы» весьма сомнительна. Дефицит генерирующих мощностей, уже проявившийся в нескольких регионах, в ближайшие годы грозит стать всеобщим.

Вместе с тем РАО «ЕЭС России» завершило свою реструктуризацию и с 1 июля 2008 г. прекратило существование. Оставило после себя раздробленную на сотни компаний электроэнергетику, грандиозные планы строительства и инвестиционные программы, которые кому-то придется финансировать и осу-

ществлять. Ближайшие годы покажут, каковы же реальные «заслуги» менеджмента РАО «ЕЭС России», пришедшего к руководству в 1998 г.

**Вставка 23. Реформирование и состояние электроэнергетики России в начале XXI в.**

1. В декабре 2000 г. РАО «ЕЭС России» представило на утверждение Правительства РФ Концепцию реструктуризации РАО «ЕЭС России», предусматривавшую переход к *конкурентному* рынку в электроэнергетике. Концепция подверглась серьезному обсуждению и критике. Было предложено около 10 альтернативных концепций. Однако Правительство РФ постановлением от 11 июля 2001 г. № 526 одобрило «Основные направления реформирования электроэнергетики России», которые практически полностью соответствовали Концепции реструктуризации РАО. Это постановление положило начало новому этапу реформирования.

2. В феврале 2003 г. после обсуждения, длившегося более года, Государственная Дума РФ приняла Закон «Об электроэнергетике», в основу которого также положена Концепция реструктуризации РАО «ЕЭС России». Некоторые изменения и дополнения касались, главным образом, усиления роли государства и правительства в проведении реформы. В законе выделялся *переходный период*, окончание которого устанавливалось не ранее 1 июля 2005 г.

3. Анализ целей реформирования, официально записанных в постановлении Правительства № 526 и Законе «Об электроэнергетике», в свете материалов глав 3–6 данной книги показал, что *ни одна* из поставленных целей не будет фактически достигнута. Это относится к обеспечению энергетической безопасности страны, устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, к привлечению инвестиций в сферу генерации электроэнергии и др. О снижении цен, что ставилось главной целью на Западе, умалчивается, т.е. инициаторы реформы понимали, что она приведет к повышению цен на электроэнергию.

4. Процесс реформирования оказался трудным, дорогостоящим и растянутым. Переходный период не закончился ни в 2005 г., ни в 2006 г. Главной проблемой стало *неизбежное повышение оптовых цен* на электроэнергию при прекращении их регулирования. Была разработана и введена с 1 сентября 2006 г. Новая концепция оптового рынка электроэнергии и мощности (НОРЭМ), которая предусматривает перевод всей торговли электроэнергией на регулируемые двусторонние договоры, организацию спотовых рынков и др. Доля регулируемых договоров будет постепенно *принудительно* сокращаться с доведением ее до нуля к концу 2010 г.,

вследствие чего повышение цен будет растянуто на несколько лет.

5. Вместе с тем состояние самой электроэнергетики продолжало ухудшаться. Ежегодные вводы новых мощностей после 1998 г. в среднем не превышали 1 ГВт. Энергетическое оборудование продолжало изнашиваться и стареть. Так продолжалось до Московской системной аварии в мае 2005 г., после чего начали разрабатываться планы модернизации и строительства, инвестиционные программы и т.п. Однако время было упущено, объемы работ многократно возросли и возможность реализации этих планов и программ вызывает сомнения, особенно с учетом деградации строительного комплекса отрасли, энергомашиностроения и проектных организаций. Дефицит мощностей и электроэнергии, уже проявившийся в нескольких регионах, грозит стать в ближайшие годы всеобщим.

6. С 1 июля 2008 г. РАО «ЕЭС России», завершив свою реструктуризацию, прекратило существование, оставив после себя раздробленную на сотни компаний электроэнергетику, грандиозные планы строительства и инвестиционные программы, которые кому-то придется финансировать и осуществлять.

### § 7.3. Прогноз на 2010–2020 гг.

Главную проблему для электроэнергетики России в предстоящий период составляет *дефицит генерирующих мощностей* (его недопущение или преодоление). Его последствия многообразны: ограничение экономического развития страны, рост цен на электроэнергию, перебои в электроснабжении и др. Рост цен на НОРЭМе (неоправданный с точки зрения автора) происходит уже сейчас, но с появлением дефицита он резко увеличится. Аварий при такой доле изношенного оборудования на электростанциях и в электрических сетях также не удастся избежать. Однако при дефиците возникнут еще и «плановые» ограничения потребителей, в том числе «веерные».

Предотвращение или ликвидация дефицита потребуют от правительства соответствующих мер, в том числе регулирования цен на электроэнергию.

Мы не будем пытаться сделать детальный прогноз состояния и развития электроэнергетики страны на 2010–2020 гг. Ограничимся рассмотрением лишь двух взаимосвязанных факторов: возможной *динамики цен на оптовом рынке электроэнергии и источников, или механизмов финансирования новых генерирующих мощностей*. Постараемся показать, какими будут оптовые цены при полном переходе к *конкурентному* рынку после 2010 г. и какими они могут быть, если будет введено *регулирование* рынка.

За основу возьмем опять «Генсхему» [72]. Хотя многие специалисты (включая автора) считают ее завышенной по главным параметрам и нереаль-

ной, но ситуация будет только легче, если фактически потребуются меньшие объемы строительства. Будем рассматривать «базовый» (пониженный) сценарий из двух, разработанных в «Генсхеме». В нем предполагается рост электропотребления с темпом 4,1 %. Основные параметры развития электроэнергетики до 2020 г. в этом сценарии примерно соответствуют сценарию ЦВ-3 (ускоренное развитие) в работе [112], где рассматривается период до 2030 г.

В табл. 7.2 приведены (с округлением) интересующие нас показатели для страны в целом, соответствующие «базовому» сценарию «Генсхемы»; 2010 г. и последние годы двух пятилеток (2015 и 2020 гг.) приняты как «реперные», для них будет проводиться анализ цен. Потребность в капиталовложениях учитывает только сферу генерации, от которой зависят оптовые цены. Предполагается, что инвестиции в электрические сети будут увеличивать цены у конечных потребителей по сравнению с оптовой ценой.

Т а б л и ц а 7.2

**Показатели развития электроэнергетики России  
([72], «базовый» сценарий с округлением)**

Показатель	2005 г.	2010 г.	2011– 2015 гг.	2015 г.	2016– 2020 гг.	2020 г.
1. Электропотребление, ТВт·ч	940,7	1200	–	1400	–	1750
2. Установленная мощность, ГВт	219	250	–	290	–	340
3. Ее увеличение за пятилетку, ГВт	–	–	40	–	50	–
4. Необходимые вводы электростанций <sup>1)</sup> , ГВт	–	–	72,4	–	67,4	–
5. Потребность в капиталовложениях <sup>2)</sup> , млрд руб. 2005 г.	–	450 <sup>4)</sup>	2500	600	2800	650
млрд дол. 2005 г. <sup>3)</sup>	–	17,0	95	22,5	105	24,5
6. Инвестиционная составляющая <sup>2)</sup> , цент/кВт·ч	–	1,4	–	1,6	–	1,4

<sup>1)</sup> С учетом демонтажа устаревших электростанций

<sup>2)</sup> Только для сферы генерации (без электрических сетей)

<sup>3)</sup> При курсе 26,5 руб./дол.

<sup>4)</sup> Принято экспертно.

Потребности в инвестициях в утвержденной «Генсхеме» указываются в рублях текущих (будущих) лет, однако в проекте «Генсхемы» они даны в рублях 2005 г., что гораздо удобнее. Поэтому цифры п. 5 для пятилеток 2011–2015 гг. и 2016–2020 гг. (2500 и 2800 млрд руб.) взяты из проекта «Генсхемы». Для

«реперных» 2015 и 2020 гг. они приняты несколько бóльшими, чем в среднем за предыдущую пятилетку (обычно объемы строительства возрастают к концу пятилеток). Потребность в капвложениях для «реперного» 2010 г. оценена экспертно (его можно считать как концом предыдущей пятилетки, так и близким к началу следующей пятилетки).

Ситуация с 2010 г. вообще несколько особая. Во-первых, в этом году будет еще сохранена небольшая доля *регулируемых* двусторонних договоров на НОРЭМе. Во-вторых, у всех генерирующих компаний (ОГК и ТГК) имеются инвестиционные программы до 2012 г., которые предполагается реализовать в основном за счет средств, полученных от эмиссии их акций, т.е. источник финансирования новых электростанций до 2012 г., как будто бы, известен. Основные проблемы с финансированием при *конкурентном* рынке возникнут после 2012 г., когда намечается привлечение *частных* (каких-то других) инвестиций. Об источниках инвестиций в «Генсхеме» сказано очень кратко и в самом общем виде – «собственные средства генерирующих компаний (амортизация, прибыль на капитальные вложения, накопленная прибыль прошлых лет, средства от возврата налога на добавленную стоимость) и привлеченные средства (кредиты, эмиссия акций, выпуск облигаций)». Не исключена возможность, что средств, полученных от уже проведенной эмиссии акций, окажется недостаточно для реализации инвестиционных программ ОГК и ТГК до 2012 г., а также не будет средств для финансирования последующего строительства. Поэтому принятие государством регулирующих мер может потребоваться уже в 2010–2012 гг.\*

Для сопоставимости проводимых расчетов с результатами, полученными в гл. 4 и 5, капиталовложения переведены в доллары США 2005 г. (по курсу 26,5 руб./дол.). Таким образом, все расчеты сделаны в неизменных ценах 2005 г., выражаемых в долларах (или центах).

В п. 6 для «реперных» лет указана инвестиционная составляющая, которая необходима для модернизации и развития генерирующих мощностей в случае, если развитие осуществляется путем «самофинансирования» (механизм 1, рассмотренный в гл. 5). Это соответствует варианту нашего прогноза, когда вводится *регулирование* цен на электроэнергию и государство принимает меры по обеспечению необходимых вводов электростанций. Предполагается, что эта

---

\* На развитие электроэнергетики России в 2010–2012 гг. серьезное влияние окажет, конечно, мировой финансовый кризис (перерастающий в экономический), который начался в 2008 г. Он затруднит реализацию инвестиционных программ ОГК и ТГК, в частности получение кредитов. Одновременно произойдет новый спад электропотребления, который опять «облегчит» текущую ситуацию, но ухудшит ее для последующего периода. Сейчас еще трудно оценить в комплексе все последствия мирового кризиса, и мы не будем пытаться сделать это в данной книге. Очевидно, что он задержит выход электроэнергетики страны из собственного кризиса, но общая картина формирования оптовых цен при их освобождении и при регулировании будет соответствовать описываемой в этом параграфе.

инвестиционная составляющая вводится *на всю* электроэнергию, потребляемую в стране. Поэтому она определена делением необходимых капиталовложений (п. 5 в долларах) на электропотребление (п. 1).

Следует отметить, что примерно такие же значения инвестиционной составляющей будут и в случае, если финансирование осуществляется за счет кредитов банков или частными инвесторами при рынке «Единственный покупатель» (механизм 2). В гл. 5 было показано, что механизмы финансирования 1 и 2 равноценны, если темп развития  $\lambda$  равен проценту на капитал  $\sigma$ . Хотя в «базовом» сценарии «Генсхемы» темп роста электропотребления принят 4,1 %, но генерирующие мощности с учетом демонтажа устаревших электростанций должны вводиться (строиться) с гораздо более высоким темпом ( $\lambda = 7-10\%$ ). Примерно таким же будет процент на капитал  $\sigma$  при *гарантированном* возврате кредитов или инвестиций. Расчеты инвестиционной составляющей при механизме 2 применительно к «Генсхеме» были бы весьма сложными, и они не проводились. Однако по указанной причине будет предполагаться, что значения инвестиционной составляющей в п. 6 табл. 7.2 соответствуют *варианту введения государственного регулирования вне зависимости* от того, включаются ли инвестиции в генерирующие мощности непосредственно в тарифы потребителей или используются кредиты банков и частные инвестиции.

Сопоставляя значения инвестиционной составляющей для 2010 и 2015 гг. в табл. 7.2 с их значениями в табл. 7.1, можно видеть, что они возросли почти в 2 раза. Фактически рост еще больше, так как в табл. 7.1 инвестиционная составляющая определена с учетом капиталовложений в электрические сети, а в табл. 7.2. – только в генерирующие мощности. Это объясняется уже отмечавшимся фактом – задержкой («сдвигом») начала *крупномасштабного* процесса технического перевооружения и развития электроэнергетики России почти на 10 лет.

Величина инвестиционной составляющей (1,4–1,6 цент/кВт·ч) очень значительна. Для конечных потребителей увеличение тарифа будет еще больше из-за капиталовложений в электрические сети. Вместе с тем в варианте *сохранения конкурентного рынка* повышение оптовых цен, необходимое для окупаемости частных инвестиций, будет еще более значительным.

На рис. 7.2 представлены издержки новых электростанций, взятые с рис. 5.2 из гл. 5. Они соответствуют ценам, которые должны быть на оптовом рынке Европейской секции ЕЭС России для строительства новых электростанций в варианте сохранения конкурентного рынка. Там же оставлены штриховые линии, имеющиеся на рис. 5.2, которые показывают средневзвешенные издержки в сфере генерации ЕЕЭС на уровне 2010 г. (2,79 цент/кВт·ч) и «маргинальные» издержки (КЭС на газе с ПТУ), до которых поднимутся оптовые цены после прекращения их регулирования (3,36 цент/кВт·ч).



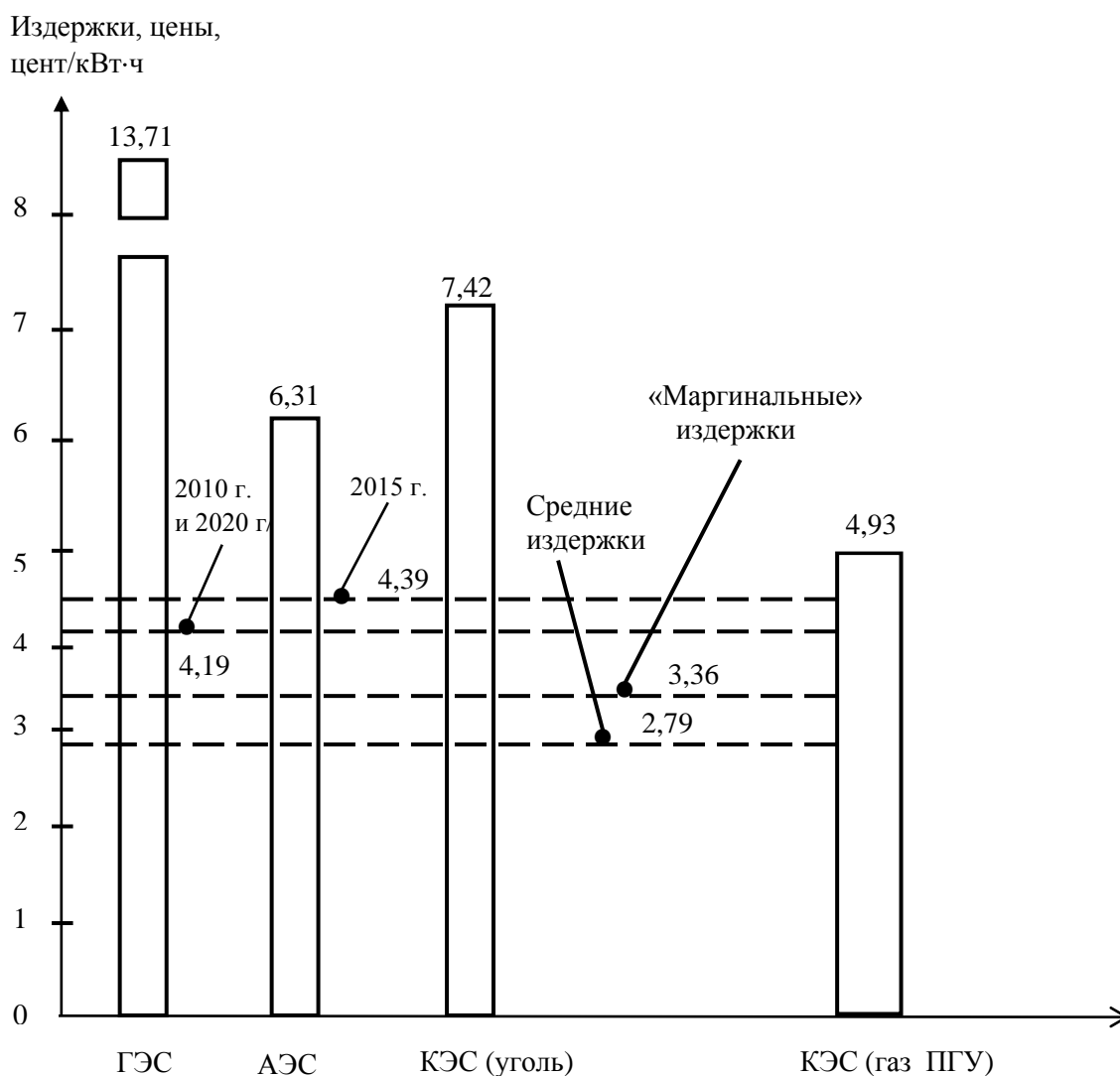


Рис. 7.2. Цены оптового рынка ЕЕЭС России в 2010–2020 гг. при регулировании и при конкурентном рынке.

Далее, сделано предположение, что средневзвешенные издержки действующих электростанций (в неизменных ценах 2005 г.) останутся такими же (2,79 цент/кВт·ч) и в 2015–2020 гг., хотя фактически они могут измениться из-за общего роста электропотребления и изменений в структуре генерирующих мощностей ЕЕЭС. Исходя из такого предположения, к этим издержкам добавлена инвестиционная составляющая из табл. 7.2 и на рис. 7.2 штриховыми линиями показаны тарифы оптового рынка ЕЕЭС, которые будут в «реперные» годы в варианте регулирования цен (4,19 и 4,39 цент/кВт·ч).

Можно видеть, что даже для строительства КЭС на газе с парогазовыми установками в условиях конкурентного рынка нужны еще более высокие цены. Для привлечения частных инвестиций в АЭС и КЭС на угле цены должны быть выше регулируемых на 2–3 цент/кВт·ч, а строительство ГЭС в условиях конкурентного (никак не регулируемого) рынка следует признать вообще невозможным. Конечно, для конкретных электростанций и условий финансирования их

строительства цифры могут отклоняться от приведенных на рис. 7.2, однако принципиальная картина будет такой, как там представлена.

Следует отметить, что высокие цены для привлечения инвестиций в новые электростанции в условиях конкурентного рынка являются *объективной необходимостью*. Положение не могут «спасти» ни «портфельные» инвестиции при эмиссии акций генерирующих компаний, ни вновь организуемый рынок мощности. От «портфельных» инвестиций (если они не будут потрачены на выплату дивидендов прежним акционерам) при недостаточно высоких ценах оптового рынка можно ожидать два исхода: либо их не хватит на строительство новых электростанций в запланированном объеме, либо они не будут окупаться за счет выработки этих электростанций и компания окажется в трудном финансовом положении или даже обанкротится. Что касается рынка мощности, то цены на нем будут очень высокими, что приведет к повышению цен и на оптовом рынке электроэнергии.

Повышение оптовых цен до «инвестиционного» уровня приведет, как уже говорилось в гл. 5, к получению *действующими* производителями *монопольной прибыли* и, естественно, к неоправданным расходам потребителей (а также к инфляции и т.п.). Высокие цены на электроэнергию должны получать *только новые* производители, а это можно сделать лишь в *регулируемых* рынках, организуемых по моделям 1 или 2.

Общий уровень оптовых цен даже при их регулировании (4–4,5 цент/кВт·ч) является очень высоким для России. Для их снижения целесообразно *использование Стабилизационного фонда* при финансировании строительства электрических станций и сетей, предусмотренных «Генеральной схемой» [72]. Дефицит генерирующих мощностей и повышение цен на электроэнергию дестабилизируют экономику страны и задержат ее развитие. Для предотвращения этого необходимы инвестиции, исчисляемые сотнями миллиардов долларов, и использование для этого средств Стабилизационного фонда представляется вполне оправданным и разумным. Этот фонд накапливала вся страна и эффект от бесперебойного и более дешевого электроснабжения получит также вся страна.

В завершение данного параграфа можно сделать примерно следующий обобщенный *прогноз для электроэнергетики России* на предстоящее десятилетие.

- Следует ожидать постоянного и очень значительного роста цен на оптовом рынке электроэнергии (НОРЭМе) до 2010 г. по двум причинам: 1) уменьшение доли регулируемых двусторонних договоров и 2) уже начавшийся в стране дефицит мощности и электроэнергии. Этот рост цен нельзя считать оправданным (необходимым). Он принесет сверхприбыли («излишек производителя») электрогенерирующим компаниям и нанесет ущерб всем потребителям электроэнергии.

- Нельзя рассчитывать на строительство новых АЭС, КЭС на угле и особенно ГЭС частными инвесторами. Для этого пришлось бы дополнительно поднять цены до уровня, совершенно неприемлемого для экономики и населения страны, при котором действующие (уже существующие) производители получали бы громадные монопольные прибыли. Это усугубит дефицит мощностей и потребует от государства принятия «нерыночных» мер для финансирования развития генерирующих мощностей.

- Неуправляемый рост цен на НОРЭМе (особенно при ужесточении дефицита), сопровождаемый сверхприбылями генерирующих компаний, уже в ближайшие годы окажется недопустимым для страны, и государство будет вынуждено восстановить регулирование цен на электроэнергию.

- Наиболее целесообразен возврат (с соответствующими коррективами) к двухуровневой структуре регулируемых рынков, созданной в 1990-е годы, с совершенствованием механизмов (методов, процедур) регулирования. Такая двухуровневая структура представляется наилучшей для условий России. При совершенствовании структуры и управления электроэнергетикой следует использовать опыт Китая, штатов США, сохранивших регулирование, Франции, Японии, Бразилии.

*Возврат к двухуровневой структуре* регулируемых рынков не будет таким сложным, как может показаться «с первого взгляда». Он не потребует изменения собственности ОГК – необходимо будет лишь ввести регулирование их тарифов. Федеральная сетевая компания может быть объединена с Системным Оператором с возложением на нее функций «Закупочного агентства» и включением в ее состав Администратора торговой системы, преобразованного в подразделение для проведения финансовых взаиморасчетов.

Более сложные преобразования потребуются на уровне региональных энергосистем, в частности с территориальными генерирующими компаниями. Эти ТГК, состоящие из ТЭЦ, являются «творчеством» российских реформаторов. Они не имеют аналогов в других странах. С большой вероятностью их создание может оказаться ошибочным по нескольким причинам. Во-первых, многие ТГК будут монополистами на своих территориях, ввиду большой своей доли в генерирующих мощностях соответствующих зон (узлов) оптового рынка. Во-вторых, неясно, каким будет их взаимодействие с регулируемыми системами теплоснабжения городов, в которых расположены отдельные ТЭЦ, входящие в каждую ТГК. Очевидно, что региональные или муниципальные органы, регулирующие тарифы на тепловую энергию, будут стремиться установить их на как можно более низком уровне (своем для каждой ТЭЦ). Неизбежны конфликты между менеджерами ТГК и регулирующими органами. Смогут ли ТЭЦ быть конкурентоспособными на рынке *электроэнергии* и покрывать свои *полные* издержки при регулируемых тарифах на *тепловую энергию*, будет зависеть

от результатов разрешения таких конфликтов. В-третьих, неясно, за счет каких средств могут развиваться ТГК (строить новые ТЭЦ).

Вследствие указанных причин вопрос о расформировании ТГК может возникнуть и при продолжении перехода к конкурентному рынку. Это будет еще одним доводом к восстановлению регулируемых вертикально-интегрированных компаний на региональном уровне и упростит возврат к ним.

В принципе, вопросы, связанные с восстановлением государственного регулирования цен на электроэнергию, определением соответствующей структуры рынка и обеспечением бездефицитного и оптимального развития ЕЭС России, несомненно, требуют специальных, притом скорейших исследований. Одной из целей данной книги автор ставил стимулирование таких исследований.

**Вставка 24. Анализ условий и проблем развития электроэнергетики России до 2020 г.**

1. Главной проблемой для будущего периода является *предотвращение дефицита генерирующих мощностей*. Для ее решения необходимы инвестиции и вводы мощностей, в 10 раз и более превышающие те, что делались в последние годы. Это представляется мало реальным, и образование дефицита следует признать неизбежным.

2. В условиях *конкурентного* рынка дефицит приведет к многократному повышению цен на оптовом рынке электроэнергии, что будет недопустимо для экономики и социальной сферы страны. Можно ожидать, что Правительство РФ *введет регулирование цен*.

3. При регулировании цен возникнет проблема с привлечением *частных* инвестиций в новые электростанции, которые возможны лишь при очень высоких ценах. Поэтому наряду с регулированием цен потребуются другие источники финансирования развития ЕЭС.

4. Одним из таких источников может быть *инвестиционная составляющая* тарифов для потребителей. Как показали расчеты, оптовые цены будут при этом ниже, чем при сохранении конкурентного рынка, но все-таки очень высокими из-за того, что начало *широкомасштабного процесса* обновления оборудования и дальнейшего развития электроэнергетики задержалось почти на 10 лет. В этих условиях целесообразно *использование Стабилизационного фонда* для финансирования строительства энергетических объектов.

5. В целом в ближайшие 5–8 лет можно ожидать неудачу («провал») конкурентного рынка в России и восстановление государственного регулирования электроэнергетики. При этом целесообразен *возврат* (с соответствующими коррективами) к *двухуровневой структуре* регулируемых

рынков, созданной в 1990-е годы, *с совершенствованием* методологии регулирования.

6. Проблемы и конкретные пути обеспечения бездефицитного и оптимального развития ЕЭС России, государственного регулирования цен на электроэнергию и целесообразных преобразований электроэнергетического рынка требуют дальнейших, притом скорейших исследований. Современный мировой финансово-экономический кризис должен быть учтен в этих исследованиях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

#### 1. Относительно новые результаты, полученные в книге

Не претендуя на «полную новизну», автор считает нужным отметить следующие результаты, которые важны для тематики книги.

*1. Исследования свойств ЭЭС и их влияния на электроэнергетический рынок.* Тот факт, что рынок организуется в очень сложной и капиталоемкой электроэнергетической системе, обладающей особыми свойствами, обусловил *исключительное несовершенство* этого рынка и *принципиальные отличия* его от рынков в других отраслях. Анализ этих свойств выявил, в частности, нижеперечисленные особенности отрасли и организуемого в ней рынка.

*а. Положительный «эффект масштаба»,* присущий ЭЭС как системе. ЭЭС *интегрирует эффекты*, получаемые от НТП и других мероприятий, во всех сферах генерации, транспорта и распределения электроэнергии. Очень важен «мощностной» эффект объединения ЭЭС, состоящий в уменьшении необходимой мощности электростанций при сооружении межсистемной электропередачи. Опыт развития ЭЭС во всех странах, формирования Национальных ЭЭС и межгосударственных электроэнергетических объединений во 2-й половине XX в. подтверждает *наличие и постоянное проявление* положительного «эффекта масштаба». В § 1.4 приводятся количественные оценки эффекта от создания ЕЭС СССР.

Утверждения, что ЭЭС потеряли этот эффект и электроэнергетика перестала быть естественной монополией с появлением высоко эффективных парогазовых установок, можно объяснить лишь недостаточным знанием основ проектирования электроэнергетических систем, включая методику оценки эффективности межсистемных связей.

*б. Наличие физического барьера* для вхождения в рынок новых производителей электроэнергии *в краткосрочном периоде.* Тем самым не соблюдается одно из главных условий *совершенной* конкуренции. Преодолеть этот физический барьер, ограждающий электроэнергетический рынок, нельзя никакими способами и средствами. Поэтому попытки организации *конкурентного* рынка электроэнергии (предполагающего совершенную конкуренцию) следует считать *противоречащими* теории микроэкономики.

*в. Появление при конкурентном рынке ценового барьера для новых производителей в долгосрочном периоде. Возникает дилемма (противоречие):*

– либо при ценах оптового рынка, соответствующих издержкам *действующих* электростанций, *новые* электростанции строиться не будут и это приведет к дефициту мощностей и электроэнергии;

– либо цены нужно поднять до уровня, при котором окупаются инвестиции в *новые* электростанции, а *действующие* производители будут получать *монопольные* прибыли, оплачиваемые потребителями. Этот уровень относительно невысок в странах, где возможно строительство новых электростанций с газотурбинными и парогазовыми установками на дешевом природном газе.

Разрешение данного противоречия в случаях, когда требуется строительство капиталоемких ГЭС, АЭС или КЭС на угле, возможно только при *государственном регулировании* цен электроэнергетики и развития ЭЭС. Высокие цены, необходимые для окупаемости инвестиций, должны получать *только новые* производители.

*г. Принципиальное различие между мгновенными (часовыми) издержками электростанций, которые используются при оптимизации режимов ЭЭС, и краткосрочными (годовыми) издержками, по которым определяются общая стоимость и цены электроэнергетики. Такого различия нет в других отраслях, и неучет этой особенности ЭЭС привел к попыткам организации спотовых рынков электроэнергетики с торговлей в реальном времени (с часовыми или получасовыми интервалами). Между тем часовые расходные характеристики электростанций отражают только переменные издержки (не включают постоянные издержки) и не могут использоваться для определения цен на электроэнергию. Последние формируются по общим издержкам за краткосрочный период (год) в целом. Поэтому организация спотовых рынков электроэнергетики, как показано в § 4.1 и 4.2, противоречит теории микроэкономики. Практический опыт функционирования спотовых рынков подтверждает ошибочность их создания. В Великобритании и Бразилии упразднен спотовый рынок «на сутки вперед».*

Торговля электроэнергией может основываться лишь на *долгосрочных* контрактах (на 1–3 года), цены в которых отражают *общие* краткосрочные издержки производства (включая постоянные издержки).

*д. Необходимость централизованного проектирования и планирования развития ЭЭС как единого целого. Как и любая техническая система, ЭЭС должна проектироваться и развиваться оптимальным образом. Этим, казалось бы, совершенно очевидным обстоятельством пренебрегают разработчики концепций конкурентного рынка электроэнергетики, хотя необходимость централизованного управления эксплуатационными режимами ЭЭС признается всеми. Принимаемые в последние годы «нерыночные» меры для обеспечения развития генерирующих мощностей ЭЭС, например рынки мощности, в лучшем случае могут предотвратить образование дефицита электроэнергетики, но не могут гаран-*

тировать действительно *оптимальную* структуру электростанций в ЭЭС. Последнее возможно лишь при централизованном планировании развития ЭЭС.

**2. Исследования издержек генерации электроэнергии в краткосрочном и долгосрочном периодах.** Выявлены существенные отличия характеристик *средних* (удельных) издержек электростанций, сферы генерации ВИК и электрогенерирующих компаний от издержек «типичных» фирм, рассматриваемых в микроэкономике.

**а.** В краткосрочном периоде зависимости *средних переменных и общих* издержек электростанций от годового производства электроэнергии не имеют U-образного (с минимумом) вида. Средние (удельные) *переменные* издержки (и соответственно *предельные* издержки) практически всех видов электростанций остаются постоянными, а *средние общие* издержки достигают минимума при максимальной годовой выработке, всегда превышая предельные издержки. Вследствие этого электростанции должны выходить на *конкурентный* оптовый рынок со своими *общими* (а не предельными, как это принято в теории микроэкономики) издержками, чтобы не обанкротиться.

Кроме того, *краткосрочные* (годовые) *переменные* издержки электростанций являются в значительной степени *неопределенными* – они зависят от внутригодовых режимов ЭЭС, которые оптимизируются *централизованно*, в соответствии с суточными и сезонными изменениями нагрузки потребителей и составом работающего оборудования на всех электростанциях. Неопределенными будут и *общие годовые* издержки каждой электростанции.

Учитывая эти, а также отмеченные в п. 1.1г особенности, *краткосрочный* рынок электроэнергии должен организовываться исходя из следующих условий:

1) торговля должна вестись по *долгосрочным* контрактам с ценами, соответствующими *средним общим* годовым издержкам (а не только переменным часовым, как это происходит на спотовых рынках в реальном времени);

2) на *конкурентный* оптовый рынок производители электроэнергии должны выходить тоже со своими *общими* издержками (а не предельными, как предполагается для «типичных» фирм); необходима организация *конкурентного рынка долгосрочных контрактов*;

3) должна так или иначе учитываться *неопределенность общих годовых* издержек электростанций.

В регулируемых рынках (модели 1 и 2) эти условия выполняются естественным образом, а при конкурентных рынках требуются особые меры.

**б.** В сфере генерации вертикально-интегрированной компании издержки принадлежащих ей электростанций *осредняются*. При государственном регулировании эти средневзвешенные общие издержки включаются в тарифы потребителей (наряду с издержками на транспорт, распределение и сбыт электроэнергии). Аналогичное осреднение происходит при регулируемом рынке



«Единственный покупатель». Поэтому при организации рынка электроэнергии по моделям 1 и 2 в регулируемые цены (тарифы) для потребителей включаются *средневзвешенные* издержки сферы генерации ВИК (или ЭЭС).

При *конкурентном* оптовом рынке (модели 3 и 4), на который поставляют электроэнергию несколько независимых (нерегулируемых) ЭГК, цены будут формироваться на уровне общих издержек *самых дорогих* (наименее эффективных) электростанций, замыкающих баланс ЭЭС. Эти цены будут значительно выше (для Европейской секции ЭЭС России примерно на 30 %), чем средневзвешенные издержки сферы генерации ВИК (или ЭЭС). Более эффективные электростанции во всех ЭГК будут получать при этом сверхприбыль («излишек производителя»), оплачиваемую потребителями. Такая сверхприбыль никак не связана с повышением эффективности производства (не является заслугой производителей), а обусловлена лишь свойством (в данном случае отрицательным) рынков со свободными ценами. Предотвратить этот недостаток можно только путем регулирования цен на электроэнергию.

*в. В долгосрочном периоде* к непосредственным («чистым») издержкам генерации электроэнергии добавляется инвестиционная составляющая, необходимая для развития генерирующих мощностей. У отдельно взятой *действующей* электростанции инвестиционная составляющая будет отсутствовать, если инвестиции в нее уже окупились. Поэтому в долгосрочном периоде важны издержки *новых* электростанций, которые еще только проектируются или намечаются к строительству, либо уже построены, но продолжают возвращать вложенный капитал.

В регулируемых вертикально-интегрированных компаниях (модель 1) инвестиции в новые электростанции включаются в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей и распределяются *на весь отпуск* электроэнергии компании. Как показано в § 5.1 и 5.3, аналогичная ситуация (хотя и более сложная) будет и в регулируемом рынке «Единственный покупатель» (модель 2). Долгосрочные издержки ВИК и отдельных ЭГК при организации рынка по модели 2 достаточно хорошо согласуются с тем пониманием, которое вкладывается в них в теории микроэкономики.

Принципиально иной смысл приобретают долгосрочные издержки генерации при *конкурентном* оптовом рынке электроэнергии (модели 3 и 4). Как для нового производителя, строящего одну (первую свою) электростанцию, так и для существующих ЭГК (см. § 5.1 и 5.3) в качестве издержек в долгосрочном периоде будут выступать *издержки новых* электростанций (включающие инвестиционную составляющую). Эти издержки, естественно, значительно выше издержек действующих электростанций, что и создает ценовой барьер в долгосрочном периоде.

**3. Исследования механизмов финансирования строительства электростанций.** Установлено три основных механизма финансирования (см. § 5.1):

*Механизм 1* – «самофинансирование» в условиях регулируемой монопольной компании (модель 1). При этом инвестиции в новые электростанции включаются в инвестиционную составляющую тарифов для потребителей *непосредственно в период их строительства*. В последующем потребители оплачивают только эксплуатационные издержки генерации электроэнергии. В этом случае инвестиционная составляющая тарифа будет зависеть от темпа развития генерирующих мощностей  $\lambda$  (см. § 5.2).

*Механизм 2* – строительство электростанций за счет *кредитов* в регулируемой монополии (модель 1) или *частными инвесторами* при рынке «Едиственный покупатель» (модель 2). При этом электростанция строится для потребителей «бесплатно», но затем они начинают оплачивать возврат кредитов или частных инвестиций в течение некоторого срока  $T_R$  с процентом на капитал  $\sigma$ . Этот возврат включается в инвестиционную составляющую тарифа и распределяется *на всю* электроэнергию, отпускаемую потребителям. Инвестиционная составляющая тарифа, помимо  $T_R$  и  $\sigma$ , будет зависеть также от темпа развития  $\lambda$ .

*Механизм 3* – строительство электростанций *частными инвесторами* в условиях *конкурентного* оптового рынка (модели 3 и 4). В этом случае инвестиции в каждую электростанцию должны окупаться только за счет электроэнергии, вырабатываемой *этой одной* электростанцией. Инвестиционная составляющая цены, необходимая для окупаемости инвестиций, будет зависеть от срока возврата  $T_R$  и процента на капитал  $\sigma$ . Последний, вследствие имеющегося для инвестора риска, будет выше, чем при механизме 2, когда возврат инвестиций гарантирован.

Анализ математических выражений для инвестиционной составляющей тарифа или цены при этих трех механизмах финансирования (см. § 5.2) показал:

– в регулируемой монополии выгоден механизм 1 (самофинансирование), если темп развития  $\lambda$  меньше процента на капитал  $\sigma$  ( $\lambda < \sigma$ ), и, наоборот, предпочтителен механизм 2 (кредитование), если  $\lambda > \sigma$  (выгоден – в смысле меньшего значения инвестиционной составляющей тарифа). Это означает, что при высоких темпах развития ЭЭС следует переходить к кредитованию или к модели «Едиственный покупатель»;

– при одинаковых сроке возврата  $T_R$  и проценте на капитал  $\sigma$  инвестиционная составляющая при механизме 2 *всегда меньше*, чем при механизме 3. Следовательно, необходимое развитие генерирующих мощностей при рынках с регулируемыми ценами (модели 1 и 2) можно *всегда обеспечить* с меньшим повышением тарифов или цен для потребителей электроэнергии, чем при конкурентных рынках (модели 3 и 4).

Указанные тенденции проявились в организации рынков электроэнергии различных стран.

**4. Исследования эффективности межсистемных и межгосударственных электрических связей.** При переходе к конкурентному рынку появляются трудности не только с развитием генерирующих мощностей (ценовой барьер), но и со строительством электропередач. В § 5.5 рассмотрены две такие проблемы.

- В условиях конкурентного рынка *экспорт электроэнергии перестает быть взаимовыгодным*. Экспорт повышает спрос и цены на электроэнергию в стране-экспортере, т.е. становится *невыгодным для потребителей* этой страны. Одновременно экспорт увеличивает предложение и снижает цены в стране-импортере, что *невыгодно для производителей* страны, импортирующей электроэнергию. Это, несомненно, вызовет оппозицию строительству экспортной электропередачи, затруднит его или даже вообще воспрепятствует. Между тем в рынках с регулируруемыми ценами электроэнергии можно обеспечить выгоду экспорта для потребителей обеих стран при сохранении прежней доходности для их производителей.

- Практическая *невозможность обоснования* финансовой (коммерческой) эффективности *реверсивных* межсистемных или межгосударственных электропередач, предназначенных для реализации *мощностного* эффекта от объединения ЭЭС. Объясняется это разделением при конкурентном рынке сфер генерации и транспорта электроэнергии и изменением механизма финансирования электропередач (источников инвестиций и условий их окупаемости). Положение становится во многом аналогичным строительству новых электростанций.

Отмеченные трудности привели к резкому сокращению или даже прекращению строительства межсистемных и межгосударственных электропередач в странах, где проведено дерегулирование электроэнергетики.

## **2. Практический опыт реформирования электроэнергетики**

Анализ зарубежного опыта и хода реформирования электроэнергетики в России, проведенный в гл. 6 и 7, во многом подтверждает результаты теоретических и количественных исследований, описанных в гл. 1–5. Можно выделить следующие положения.

**1. Дерегулирование электроэнергетики не является всеобщей мировой тенденцией.** Глубина реформирования (если оно проводилось) и его результаты различны в разных странах в зависимости от конкретных условий.

**а.** В большинстве стран мира *сохранены регулируемые монопольные компании* (модель 1). При этом, как правило, разрешено подключение к их сетям независимых производителей электроэнергии и кое-где введен отдельный учет расходов (издержек) по сферам генерации, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии. Наиболее яркий пример представляют США и Канада, где большинство штатов или провинций не проводили дерегулирования. Регулиру-

емые ВИК сохранены также во Франции, Японии и большинстве развивающихся стран Азии и Африки.

*б.* Многие страны *остановились* в реформировании на рынке «Единственный покупатель» (модель 2), продолжая регулировать цены на электроэнергию и развитие своих ЭЭС. Такие рынки организованы в Китае, Индии, Южной Корее, Бразилии и ряде других стран. Они позволяют поддерживать умеренные цены при высоких темпах роста электропотребления и даже дефиците электроэнергии, а также при необходимости строительства капиталоемких электростанций (ГЭС, АЭС и т.п.).

*в.* В странах, *проводящих дерегулирование* (переход к конкурентным рынкам по моделям 3 и 4), процесс реформирования оказался трудным и затяжным. Концепции реформирования пересматриваются (происходит «реформирование реформ»), и ни в одной стране этот процесс нельзя считать завершенным. Рынки и торговля электроэнергией все более усложняются. Объясняется это многими недостатками, выявившимися при прекращении регулирования оптовых и розничных цен на электроэнергию.

**2. Проблемы инвестирования развития ЭЭС**, как правило, являются решающими при организации рынка электроэнергии.

*а.* В развивающихся странах практически всегда имеется недостаток инвестиций ввиду высоких темпов роста электропотребления и требуется привлечение частных инвесторов или использование кредитов банков. Наиболее рационально это решается при *регулируемых* рынках (модели 1 и 2):

– получение кредитов регулируемыми монополиями или заключение долгосрочных контрактов с независимыми производителями электроэнергии с ценами, обеспечивающими возврат инвестиций с достаточно высоким процентом на капитал (как это делалось в Китае в 80–90-е годы);

– проведение конкурсов или аукционов на строительство новых электростанций при рынке «Единственный покупатель», что практикуется сейчас в Китае и Бразилии.

В этих случаях высокие цены на электроэнергию получают *только новые* производители (см. 2-й механизм финансирования в § 5.1 и 5.2), причем могут строиться и капиталоемкие электростанции (ГЭС, АЭС). Общий уровень оптовых цен может поддерживаться достаточно умеренным.

При *конкурентных* рынках (модели 3 и 4) инвестирование генерирующих мощностей удается обеспечить лишь при наличии дешевого природного газа путем строительства газотурбинных и парогазовых установок. Так происходило, в частности, в Аргентине и Чили. В Бразилии при очень большой доле гидроэлектростанций строительство даже этих установок оказалось слишком рискованным для частного инвестора (и они не строились). В результате во всех трех странах через несколько лет после введения конкурентного рынка возникли кризисы, обусловленные дефицитом генерирующих мощностей:

– в Бразилии – в 2001 г., ввиду полного прекращения строительства новых электростанций;

– в Аргентине – после 2001 г., вследствие общего экономического кризиса, девальвации национальной валюты и прекращения частных инвестиций;

– в Чили – после 2004 г., когда был ограничен, а затем прекращен экспорт газа из Аргентины.

После этих кризисов было введено или усилено государственное регулирование оптовых цен и развития ЭЭС. В Бразилии, в частности, благодаря эффективному регулированию, резко возросло электросетевое строительство, очень важное для этой большой страны.

*б. В развитых странах* проблемы инвестирования стоят и решаются по-разному в зависимости от трех основных и взаимосвязанных факторов:

1) модели организации электроэнергетического рынка;

2) обеспеченности ресурсами и стоимости природного газа;

3) соотношения образовавшихся резервов генерирующих мощностей и темпов роста электропотребления (при больших резервах и низких темпах роста строительство новых электростанций неактуально в течение нескольких лет).

В странах (штатах, провинциях), где сохранены регулируемые монополии (модель 1), проблемы инвестирования решаются так же, как и прежде. Особых трудностей здесь не возникает. Проблемы появляются при дерегулировании – переходе к конкурентному рынку электроэнергии (моделям 3 и 4).

При отсутствии дешевого природного газа и необходимости строительства капиталоемких электростанций, в частности АЭС, переход к конкурентному рынку приводит (как показано в § 5.4) к значительному повышению оптовых цен. В связи с этим Франция и Япония сохраняют регулируемые монополии, а Южная Корея, где такой переход планировался, остановилась на рынке «Едиственный покупатель».

В странах, осуществивших дерегулирование, как правило, были благоприятные стартовые условия: большие резервы мощностей, хорошо развитые электрические сети и др. В некоторых из них имелись возможности использовать природный газ. После дерегулирования:

– повсеместно прекратилось строительство ГЭС и АЭС, а кое-где также КЭС на угле;

– в Англии в 1990-е годы и в США в первые годы начавшегося века наблюдалось бурное строительство электростанций с ПГУ на природном газе. Произошло «переинвестирование», которое ранее считалось недостатком регулируемых монополий;

– резко сократилось сетевое строительство;

– во многих странах (например, в Скандинавии) резервы мощностей снизились до критического уровня.

В штате Калифорния и провинции Онтарио произошли кризисы, вынудившие вернуться к регулированию. Отчасти они объяснялись отсутствием или недостаточностью вводов новых мощностей.

В целом, проблемы инвестирования развития ЭЭС следует считать «убийственными» для конкурентного рынка электроэнергии. Со временем они приведут к кризисам, подобным в Бразилии и Чили, после снижения резервов до недопустимого уровня, исчерпания возможностей использования или удорожания природного газа и появления необходимости в возобновлении строительства «традиционных» капиталоемких электростанций.

*в. В России*, где процесс дерегулирования еще «в разгаре», его последствия в части инвестирования развития ЭЭС уже проявились. Настоящих («проектных») частных инвестиций в генерирующие мощности не было, и нет оснований ожидать их в будущем. «Портфельные» инвестиции, полученные от эмиссии акций генерирующих компаний, составляют менее 15 % от общей потребности в инвестициях (в сферу генерации ЭЭС России) до 2020 г., и, по всей видимости, будут недостаточны даже для реализации инвестиционных программ ОГК и ТГК до 2012 г. Дефицит мощностей и электроэнергии в стране неизбежен уже в ближайшие годы. Мировой финансово-экономический кризис, начавшийся в 2008 г., приведет к спаду электропотребления и смягчит дефицит. Однако он затруднит одновременно финансирование инвестиционных программ и ухудшит ситуацию в российской электроэнергетике к моменту своего окончания.

**3. Повышение цен на электроэнергию при дерегулировании рынка** произошло во многих странах, где пока еще не было дефицита электроэнергии, по нескольким причинам. Одна из них – *утрата положительного «эффекта масштаба»*. Количественно оценить влияние этого фактора очень трудно, если вообще возможно. Однако он, несомненно, проявляет себя повсеместно.

Еще две очевидные общие причины – *дополнительные расходы на организацию (создание) и функционирование конкурентных рынков* и увеличение *административно-хозяйственных и накладных расходов* множества вновь появившихся компаний. В принципе эти дополнительные расходы и вызванное ими увеличение цен поддаются исчислению для каждого конкретного рынка. Их величина будет, конечно, различной, но достаточно заметной.

Для конкретных стран, помимо этих трех общих факторов, можно указать следующие причины повышения цен на электроэнергию:

- В штатах США, перешедших к конкурентному рынку произошло повышение цен до уровня *маргинальных*, соответствующих издержкам самого дорогого (замыкающего) производителя, востребованного на рынке. При этом потребители начали оплачивать «излишек производителя».

Кроме того, в некоторых штатах цены могли возрасти до уровня издержек *новых электростанций с ПГУ* на природном газе, вводимых для предотвращения дефицита электроэнергии. Судя по наблюдавшемуся там в начале текущего века «буму» со строительством ПГУ, этот уровень цен был ниже или близок к маргинальным ценам, формирующимся по издержкам других видов действующих электростанций. После произошедшего в 2002–2004 гг. двух-трехкратного повышения цен природного газа этот уровень, естественно, поднялся и может стать определяющим. Однако после резкого падения цен на нефть (и газ) в 2008 г. оптовые цены на электроэнергию в этих штатах вернутся, по-видимому, к уровню маргинальных.

- В Норвегии и Швеции значительное влияние на повышение цен оказал *экспорт* электроэнергии (см. § 5.5), хотя маргинальное ценообразование тоже имело место. В этих двух странах потребители понесли, по-видимому, наибольший ущерб от дерегулирования (в Западной Европе).

- В Германии и других странах, наряду с повышением цен до уровня маргинальных наблюдались проявления «рыночной власти» производителей, т.е. различного рода манипуляции с ценами. В наибольшей мере такие манипуляции происходили в Калифорнии во время кризиса 2000–2001 гг.

В целом повышение цен на электроэнергию на конкурентных рынках по сравнению с их уровнем, возможным при регулировании рынка, следует считать закономерным. Можно ожидать, что оно произойдет на всех таких рынках, где это пока еще не случилось.

**4. Прочие последствия дерегулирования электроэнергетического рынка,** среди которых можно отметить:

- а. Снижение надежности электроснабжения,* что наряду с массовым отключением и ограничениями потребителей во время кризисов в Калифорнии и Бразилии в 2000–2001 гг. подтверждается крупными системными авариями, произошедшими на северо-востоке США и в Западной Европе в 2003 г., Московской аварией в 2005 г., «веерными» отключениями потребителей в Техасе в 2006 г. и др.

- б. Чрезвычайную изменчивость и непредсказуемость цен на спотовых рынках электроэнергии,* которая наблюдается повсеместно. Это привело, как уже отмечалось, к отказу от рынков «на сутки вперед» в Англии, Бразилии и некоторых других странах.

- в. Сверхприбыли электрогенерирующих компаний,* обусловленные превышением оптовых цен электроэнергии над издержками компаний. Это зафиксировано в Англии, Скандинавских и ряде других стран. Происходит, в частности, обогащение топ-менеджеров энергокомпаний, в том числе в России.

**5. Попытка организации конкурентного рынка долгосрочных контрактов** в Великобритании при переходе в 2001 г. к *NETA*. В концепции *NETA* (а затем и в *BETTA*) предусматривается создание *форвардного рынка (биржи)*

*стандартизованных долгосрочных контрактов* сроком до нескольких лет. Можно полагать, что это должен быть как раз такой настоящий конкурентный рынок долгосрочных контрактов, какой только и возможен в электроэнергетике (о нем говорилось в п. 1.2а). Такой рынок может подавать «*ценовые сигналы*» по объемам производства электроэнергии в краткосрочном периоде и по расширению (или сужению) рынка в долгосрочном периоде. Однако, насколько известно автору, этот сегмент рынка *ВЕТТА* организовать пока не удалось. Заключение долгосрочных двусторонних контрактов происходит на внебиржевых площадках, т.е. в виде отдельных (индивидуальных) сделок. Цены в этих контрактах являются конфиденциальными, и никаких «*ценовых сигналов*» при этом не образуется. Следовательно, в мире еще нет опыта создания *конкурентного рынка долгосрочных контрактов*, который требуется в электроэнергетике.

**6. *Ход и последствия реформы электроэнергетики в России*** в основном аналогичны описанным в других странах. Реформа оказалась трудной и затяжной. Срок окончания переходного периода неоднократно сдвигался и теперь намечен на конец 2010 г. Концепция реформирования для переходного периода подверглась коренному изменению. Новая концепция (НОРЭМ) исключительно усложнена и предусматривает постепенное (в течение нескольких лет) повышение оптовых цен до маргинальных.

Отличие от большинства стран Запада состояло в том, что реформа началась при низких ценах на электроэнергию, и их снижение не входило в цели реформы. Наоборот, негласно подразумевалась необходимость их повышения. Между тем низкие цены на энергоносители (включая электроэнергию) являются благом для России с ее суровым климатом и большой территорией (расходами на транспорт). Необоснованное повышение цен на электроэнергию приведет к снижению конкурентоспособности российской экономики и уровня жизни населения, к инфляции и т.п.

Анализ официально провозглашенных целей реформы электроэнергетики, проведенный в § 7.2, показал, что фактически ни одна из них не будет (не может быть) достигнута. Это относится и к привлечению частных инвестиций для обновления и развития генерирующих мощностей. Уже сейчас происходит довольно быстрое повышение цен на спотовых рынках НОРЭМа. В дальнейшем оно усилится из-за снижения доли регулируемых двусторонних договоров и появления дефицита мощности и электроэнергии. При этом производители электроэнергии будут получать все бóльшие сверхприбыли.

Можно ожидать, что Правительство РФ должно будет ввести регулирование цен на электроэнергию, принять специальные меры для финансирования развития ЕЭС и изменить концепцию реформирования электроэнергетики. При этом, естественно, должен быть учтен начавшийся финансово-экономический кризис. Автор полагает, что наиболее целесообразно восстановление двухуровневой структуры регулируемых рынков, созданной в 1990-е годы, с внесением



соответствующих корректив и совершенствованием системы государственного регулирования тарифов и развития ЕЭС.

### **3. Анализ исходных положений (аргументов, постулатов) концепций конкурентных рынков электроэнергии**

Во введении перечислены основные аргументы и постулаты, явившиеся исходными для разработчиков концепций конкурентных рынков в электроэнергетике. Автор постарался показать *теоретическую* необоснованность или ошибочность этих положений, что привело к множеству недостатков и кое-где к полному провалу конкурентного рынка электроэнергии. Рассмотрим эти исходные положения в той последовательности, в какой они указаны во введении.

1. Возможность создания условий для совершенной конкуренции на оптовых и розничных рынках электроэнергии. Этот постулат можно считать главным при обосновании прекращения регулирования цен на электроэнергию. Когда говорят об «эффективности конкуренции», всегда подразумевают, что конкуренция совершенна.

Между тем, как показано в § 2.2, в электроэнергетике не соблюдаются почти все условия возникновения совершенной конкуренции. Это, кстати, признается всеми – автор не встречал утверждений, что электроэнергетический рынок совершенен. Однако сторонники конкурентного рынка предполагают, что его *можно сделать* совершенным.

Не углубляясь в детальное рассмотрение возможностей создания в электроэнергетике всех необходимых условий совершенной конкуренции, отметим лишь практическую *невозможность обеспечения* одного из главных условий – *свободный вход новых фирм в отрасль*. Как уже отмечалось в п. 1.1б, в *краткосрочном* периоде для новых производителей электроэнергии (НПЭ) существует *физический барьер* – электростанция должна быть построена и подключена к ЕЭС, а для этого требуется несколько лет. Преодолеть этот физический барьер и сделать рынок электроэнергии совершенным невозможно никакими мерами по «правильному проектированию» рынка. В *долгосрочном* периоде, как показано в гл. 5, при конкурентном рынке для НПЭ возникает *ценовой барьер*, т.е. также невозможен их свободный вход. Действующие производители обладают «рыночной властью» как в краткосрочном, так и в долгосрочном периодах.

Следовательно, уже только наличие физического и ценового барьеров для НПЭ делает невозможным создание в электроэнергетике условий для совершенной конкуренции. Прекращение регулирования цен, естественно, приводит к неприятностям.

2. Современные ЕЭС потеряли положительный «эффект масштаба» и вертикально-интегрированные энергокомпании перестали быть естественными монополиями. Об ошибочности этого аргумента уже говорилось в п. 1.1а.

3. Государственное регулирование нельзя сделать эффективным. Этот вопрос не рассматривался подробно в книге. В § 3.2 отмечалась лишь возможность создания у производителей электроэнергии стимулов к повышению эффективности производства при установлении тарифов на длительный срок (несколько лет). Однако существуют теории регулирования естественных монополий (они упоминаются, в частности, в работе [63]). Регулирование рынков электроэнергии применяется во многих странах, и система (методология) регулирования там, несомненно, совершенствуется. Поэтому данный аргумент никак нельзя признать решающим для перехода к нерегулируемым рынкам электроэнергии. Если регулирование объективно необходимо, то его нужно совершенствовать, а не отказываться от него, ссылаясь на имеющиеся трудности.

4. Конкуренция на оптовом рынке приведет к снижению оптовых цен на электроэнергию. Как показано в гл. 4, да и вообще хорошо известно в теории микроэкономики, освобождение оптовых цен от регулирования, наоборот, приводит к их повышению до уровня издержек замыкающего (самого дорогого) производителя. При этом у более эффективных производителей появляется сверхприбыль («излишек производителя»), которая оплачивается потребителями электроэнергии.

Надежды на снижение цен «в будущем», как правило, не подкреплены количественными расчетами (автору не встречались такие расчеты). Имевшиеся факты снижения оптовых цен после введения конкурентного рынка (например, в Чили и Англии) обусловлены многими обстоятельствами. Помимо конкуренции, там были другие причины (общее повышение уровня эксплуатации ЭЭС, переход на природный газ, снижение цен топлива и др.), которые привели бы к снижению оптовых цен и в условиях регулирования. Об этом свидетельствует, например, резкое увеличение прибылей генерирующих компаний в Англии после проведенного там дерегулирования.

5. Можно организовать спотовый рынок электроэнергии с торговлей в реальном времени. В § 4.1 и 4.2 показана несостоятельность спотовых рынков (рынка «на сутки вперед») в свете теории микроэкономики (об этом уже говорилось выше). Их недостатки проявились и на практике, поэтому, в некоторых странах (Англия, Бразилия) от них уже отказались.

6. Рынок сам (без регулирования) обеспечит необходимое развитие генерирующих мощностей ЭЭС. Ошибочность данного положения показана в гл. 5. Практически это подтверждается, с одной стороны, многочисленными случаями дефицита мощностей (кризисы в Калифорнии, Бразилии, Онтарио, Чили и др.), а с другой – «переинвестированием», наблюдавшимся в Англии и США. Избежать этого можно лишь при централизованном проектировании и планировании развития ЭЭС как единой системы.

7. Создание розничных рынков электроэнергии важно для обеспечения «права потребителей на выбор поставщика». Представляется, что это «право»

искусственно придумано, чтобы оправдать дерегулирование цен на розничных рынках, так как реальный эффект от конкуренции на этих рынках явно меньше, чем затраты на их организацию. Фактически положение таково, что потребители получают право выбора, но цены у каждого поставщика будут выше, чем были раньше у одного монопольного регулируемого поставщика. Розничные рынки электроэнергии не организовывались, в частности, в Чили и Бразилии.

В целом большинство рассмотренных аргументов за организацию конкурентного рынка электроэнергии теоретически явно несостоятельно, а остальные не могут служить достаточным поводом для прекращения регулирования цен.

#### **4. Общие выводы**

*1. Дерегулирование электроэнергетики* (переход к конкурентному рынку) *следует признать ошибкой*. Концепции конкурентного рынка электроэнергии недостаточно проработаны и обоснованы, не учитывают важные свойства и особенности электроэнергетических систем, многие их положения противоречат теории микроэкономики, а некоторые просто декларативны. Вполне закономерно и естественно, что при практической реализации конкурентных рынков выявились многие недостатки, а кое-где они привели к тяжелым последствиям (кризисам), которые заставили восстановить государственное регулирование цен на электроэнергию.

*2. Причин дерегулирования* (этой ошибки) *достаточно много*, причем их сочетание различно в разных странах:

1) *волна увлечения* в конце XX в. рынком, конкуренцией, либерализацией, «разгосударствлением» и т.п. Это повлияло на настроение общественности, в том числе научной, производственных и правительственных кругов. В последнее десятилетие эта волна пошла на спад, о чем свидетельствуют, в частности, работы лауреата Нобелевской премии проф. Джозефа Стиглица [56; и др.]. Мировой финансовый (и экономический) кризис, начавшийся в 2008 г., еще больше «охладит» такое увлечение;

2) *заблуждения и недостаточный профессионализм* разработчиков первоначальных концепций конкурентного рынка. В некоторых положениях это проявилось в недостаточном знании и учете особенностей самой электроэнергетики и ЭЭС, в других – в части теории микроэкономики. Вместе с тем, по видимому, нельзя сильно упрекать их в этом, так как проблемы рынка в электроэнергетике, очень сложные и своеобразные, были в то время еще мало исследованы и, тем более, не апробированы практикой;

3) *заинтересованность производителей электроэнергии* в освобождении от регулирования. Хотя и были случаи возражения монопольных энергокомпаний (особенно, частных) против их раздробления, большинство производителей

сознавало выгоду для них дерегулирования и всеми возможными путями и средствами способствовали этому. Один из ярких примеров тому – Россия, где РАО «ЕЭС России» было инициатором и самым настойчивым реализатором реформы;

4) *интересы правительств* ряда стран (Англии, Бразилии, Норвегии и др.), которые состояли либо в пополнении бюджета за счет приватизации электростанций, либо в увеличении налоговых поступлений при повышении цен на электроэнергию. Конечно, такие «интересы» не соответствуют истинным интересам государства, экономики и населения страны, однако они имели место. Руководящие органы Европейского Союза проявляют чрезвычайную настойчивость в дерегулировании электроэнергетики входящих в него стран и создании единого Европейского рынка электроэнергии, явно недопонимая ошибочность своих действий;

5) *следование примеру других стран* с недостаточным учетом особенностей своей страны. В первую очередь это относится к странам, где были низкие тарифы на электроэнергию, которые, с одной стороны, конкуренция не могла дополнительно снизить, и при которых, с другой стороны, нельзя рассчитывать на привлечение частных инвестиций. Примерами таких стран являются Бразилия и Россия;

б) *политические мотивы*, включая внешние факторы (вступление в ВТО, требования Международного валютного фонда, Всемирного банка, Европейского Союза и т.п.). Такие мотивы и факторы оказали влияние в странах Южной Америки, России, европейских странах.

Совокупностью этих и, возможно, других причин можно объяснить такое странное явление, как дерегулирование электроэнергетики.

**3. Недостатки и последствия конкурентного рынка могут быть устранены только путем восстановления государственного регулирования в электроэнергетике.** Это относится к регулированию цен на электроэнергию и централизованному планированию развития ЭЭС. При отсутствии регулирования неизбежно произойдет повышение цен и возникнет дефицит генерирующих мощностей. Этого следует ожидать как на пока еще «благополучных» конкурентных рынках Западной Европы, так и в России.

## **5. Направления дальнейших исследований**

Настоящая книга не может, конечно, претендовать на завершенность исследований явления дерегулирования электроэнергетики. Многие моменты либо слабо освещены, либо недостаточно обоснованы. С точки зрения автора, дальнейших исследований требуют следующие проблемы или вопросы.

1. Методология или система государственного регулирования рынка в электроэнергетике. Здесь важно изучить опыт регулирования в Китае, штатах США, сохранивших регулирование, Японии, Франции, Бразилии.

2. Более глубокий анализ возможных результатов дерегулирования в Западной Европе, США и Австралии, в том числе в условиях мирового финансово-экономического кризиса.

3. Исследование проблем надежности при переходе к конкурентным рынкам электроэнергии.

4. Проблемы развития рынка в электроэнергетике России:

– источники и механизмы инвестирования новых электростанций и электропередач;

– особенности, недостатки и возможные результаты работы НОРЭМа;

– особенности участия в рынке электроэнергии территориальных генерирующих компаний (ТГК), включая взаимосвязь и эффективность комбинированного производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ при регулировании цен на тепловую энергию, возможный монополизм ТГК и др.;

– наиболее целесообразная трансформация рынка в случае восстановления государственного регулирования цен на электроэнергию.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **О реформировании** электроэнергетики Российской Федерации / Постановление Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 г. № 526.
2. **Sioshansi F.P.** Electricity Market Reform: What Have We Learned? What Have We Gained? // The Electricity Journal. – 2006. – Vol. 19, No. 9. – P. 70-83.
3. **Coppens F. and Vivet D.** Liberalisation of Network Industries: is Electricity an Exception to the Rule? / National Bank of Belgium. Working Paper No. 59, Sept., 2004 // <http://www.nbb.be>.
4. **Woo C.K., Lloyd D., Tishler A.** Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California // Energy Policy. – 2003. – Vol. 31. – P.1103-1115.
5. **Banks F.E.** A simple economic analysis of electricity deregulation failure // OPEC Review. – 2002. – June. – P.169-181.
6. **Joskow P.L.** The difficult transition to competitive electricity market in the U.S. // Proc. Conf. “Electricity Deregulation: Where From Here?” Texas A&M University. – April 4, 2003.
7. **Apt J.** Competition Has Not Lowered US Industrial Electricity Prices / Carnegie Mellon Electricity Industry Center Working Paper CEIC-05-01, 2005 // <http://www.cmu.edu/electricity>.
8. **Rudnick H., Barroso L.A., Skerk C., Blanko A.** South American reform lessons // IEEE Power & Energy Magazine. – 2005. – Vol.3, No. 4. – P. 49–59.
9. **Woo C.K., King M., Tishler A., Chow L.C. H.** Cost of electricity deregulation // Energy. – 2006. – Vol. 31. – P. 747–768.
10. **Tishler A., Woo C.K.** Likely failure of electricity deregulation: Explanation with application to Israel // Energy. – 2006. – Vol.31. – P. 845–856.
11. **U.S.** Electricity Rates Remain Highest in Deregulated States // Business Developments. Transmission & Distribution World – Aug. 2006. – Vol. 58, No. 8.
12. **McCullough R., Howard B.M., Deen M.** The High Cost of Restructuring / Public Utility Fortnightly. – Febr. 2008. – P. 54–58. // <http://www.fortnighly.com>.
13. **Беляев Л.С.** Оптимальное управление электроэнергетическими системами, содержащими ГЭС, с применением вероятностных методов: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Новосибирск, 1968. – 49 с.
14. **Вопросы** построения автоматизированных информационных систем управления развитием электроэнергетических систем. Вып. 2: Структура и принципы построения I очереди АИСУ / под ред. Л.С.Беляева, А.Н. Зейлигера. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1975. – 150 с.
15. **Беляев Л.С.** Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. – Новосибирск: Наука, 1978. – 128 с.

16. **Беляев Л.С., Войцеховская Г.В., Савельев В.А. и др.** Системный подход при управлении развитием электроэнергетики. – Новосибирск: Наука, 1980. – 240 с.
17. **Беляев Л.С., Марченко О.В., Подковальников С.В.** Рост цены электроэнергии, необходимый для развития электроэнергетики при переходе к конкурентному рынку // Изв. РАН. Энергетика. – 2002. – № 5. – С. 49–61.
18. **Беляев Л.С.** Маргинальные цены оптового рынка электроэнергии и «излишек производителя» // Энергия: экономика, техника, экология. – 2004. – № 12. – С. 2–9.
19. **Беляев Л.С., Подковальников С.В.** Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей. – Новосибирск: Наука, 2004. – 220 с.
20. **Беляев Л.С.** Концепция реформирования электроэнергетики России нуждается в корректировке // Энергия: экономика, техника, экология. – 2006. – № 7. – С. 2–12.
21. **Belyaev L.S.** Electricity Markets: Comparing Competitive and Single Buyer Markets // IEEE Power & Energy Magazine. – 2007. – Vol. 5, N 3. – P. 16, 18, 20, 22, 24–26.
22. **Беляев Л.С.** Нужен ли России конкурентный рынок в электроэнергетике? // Энергия: экономика, техника, экология. – 2007. – № 4. – С. 2–7.
23. **Стофт С.** Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: Пер. с англ. – М.: Мир, 2006. – 623 с.
24. **Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю.** Эффективность межгосударственных электрических связей. – Новосибирск: Наука, 2008. – 239 с.
25. **Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д.** Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1981. – 320 с.
26. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М.Шапиро. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
27. **Экономико-математические** модели оптимизации проектирования и планирования развития электроэнергетики: сб. науч. тр. – М.: ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, 1985. – 150 с.
28. **Труды** института «Энергосетьпроект». Вып. 1.– М.: Энергия, 1970. – 296 с.
29. **Проектирование** и эксплуатация энергетических систем и электрических сетей. Труды института «Энергосетьпроект». Вып. 20. – М.: Энергия, 1980. – 136 с.
30. **De Vries L.J.** Securing the public interest in electricity generation market / Ph.D. dissertation. – Dept. of Technology, Policy and Management, Delft Univ. of Technology, Netherland, 2004.

31. **Розанов М.Н.** Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1974. – 176 с.
32. **Hunt S., Shuttleworth G.** Competetion and Choice in Electricity. – Chichester: John Wiley, 1996.
33. **Understanding FACTS: concepts and technology of flexasible advanced transmission system / Narain G. Hingorary, Laszlo Gyugui//IEEE Press. – 2000.**
34. **Макконнелл К.Р., Брю С.Л.** Экономикс: принципы, проблемы и политика: пер. с 14-го англ. изд. – М.: ИНФРА, 2003. – 972 с.
35. **Мелентьев Л.А.** Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. – М.: Высш. шк., 1976. – 336 с.
36. **Мелентьев Л.А.** Системные исследования в энергетике. 2-е изд-е, доп. – М.: Наука, 1983. – 456 с.
37. **Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев и др.; отв. ред. Л.С. Беляев и Ю.Н. Руденко. — Новосибирск: Наука, 1986. – 335с.**
38. **Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С.** Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.
39. **Об электроэнергетике / Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г., № 35-ФЗ.**
40. **Фишер С., Дорнбуш Р., Шмалензи Р.** Экономика. – М.: Дело, 1998. – 830 с.
41. **Хайман Д.Н.** Современная микроэкономика: анализ и применения. Т.2. – М.: Финансы и статистика, 1992. – 372 с.
42. **Xu S., Chen W.** The reform of electricity power sector in the PR of China // Energy Policy. – 2006. – Vol. 34. – P. 2455–2465.
43. **Маркович И.М.** Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 352 с.
44. **Автоматизация управления энергообъединениями / В.В. Гончуков, В.М. Горнштейн, Л.А. Крумм и др.; под ред. С.А. Совалова. – М.: Энергия, 1979. – 422 с.**
45. **Крумм Л.А.** Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами. – Новосибирск: Наука, 1980.
46. **Методы оптимизации режимов энергосистем / под. ред. В.М. Горнштейна. – М.: Энергоиздат, 1981.**
47. **Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.** Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 1974.
48. **Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М.** АСУ и оптимизация режимов энергосистем. – М.: Высш. шк., 1983.
49. **Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др.; под. ред. С.А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 250 с.**



50. **Автоматизированная** система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами / О.Н. Войтов, Н.И. Воропай, А.З. Гамм и др.; под ред. М.Н. Розанова и В.А. Семенова.— Новосибирск: Наука, 1986. — 204 с.
51. **Маркушевич И.М.** Автоматизированная система диспетчерского управления. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 132 с.
52. **Совалов С.А., Семенов В.А.** Противоаварийное управление в энергосистемах. — М.: Энергоатомиздат, 1988.
53. **Рабинович Р.С.** Автоматическая частотная разгрузка в энергосистемах. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 352 с.
54. **Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А.** Автоматика энергосистем. — М.: Энергоатомиздат, 1991.
55. **Подковальников С.В.** Инвестирование электроэнергетики СССР и России // Энергия: экономика, техника, экология. — 2003. — № 5. — С. 12–18.
56. **Стиглиц Д.** Ревущие девяностые. Семена развала. — М.: Совр. экономика и право, 2005. — 424 с.
57. **Кучеров Ю., Кучерова О., Капои Л., Руденко Ю.** Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС / под ред. Л. Капои. — Новосибирск: Наука, 1996. — 380 с.
58. **Miisgenst F.** Quantifying market power in the German wholesale electricity market using a dynamic multi-regional dispatch model // The Journal of Industrial Economics. — 2006. — Vol. LIV, No. 4.— P. 471–498.
59. **Васильев Ю.С., Глебов И.А., Демирчян К.С. и др.** Предпосылки самодостаточного развития электроэнергетики России // Изв. РАН. Энергетика. — 2001. — № 3. — С. 3–32.
60. **Платонов В.В.** Цели и пути реструктуризации энергетики. — М.: ИБРАЭ РАН, 2000. — 17 с. — (Препр. ИБРАЭ РАН, № ИВРАЕ-2001-10).
61. **Масленников В.М.** Как выводить российскую энергетику из кризиса // Энергия: экономика, техника, экология. — 2001.— № 6. — С.2-6.
62. **Накоряков В.Е.** О проекте реструктуризации российской электроэнергетики // Энерг. политика. — 2003. — № 1. — С. 54–67.
63. **Кузовкин А.И.** Реформирование электроэнергетики и энергетическая безопасность. — М.: ОАО «Институт микроэкономики», 2006. — 388 с.
64. **Батенин В.М., Масленников В.М.** Какие перспективы у энергетики России // Энергия: экономика, техника, экология. — 2004. — № 9. — С. 2–11.
65. **Banks F.E.** A New Lecture on Electricity Deregulation Failure. // Energy Pulse. — Oct. 24, 2007 // [www.energypulse.net](http://www.energypulse.net).
66. **Kirschen D., Strbac G.** Fundamentals of Power System Economics. — Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2004.
67. **Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E.** Spot Pricing of Electricity. — Boston: Kluwer Acad. Publ., 1988.

68. **Thomas S.** The Development of Competition // The British Electricity Experiment. Ed. J. Surrey. – L.: Fartheon Publ. Ltd, 1996. – P. 67-94.
69. **Li Y., Flynn P.S.** Deregulated power prices: comparison of diurnal patterns // Energy Policy. – 2004. - Vol. 32. – P. 657-672.
70. **Zareipour H., Bhattacharya K., Canizares C.A.** Electricity market price volatility: The Case of Ontario // Energy Policy.—2007.— Vol. 35. – P. 4739–4748.
71. **Fehr V.D., Harbord D.** Capacity Investment and Long Run Efficiency in Market-Based Electricity Industries // Competition in the Electricity Supply Industry / Ed. by O.J.Olsen.— Jurist-og Okonomforbundets Forlag, DJOF Publ. – Copenhagen, 1995. – P.137 –153.
72. **Генеральная** схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. / Одобрена распоряжением Правительства РФ от 22 февраля 2008 г. № 215-р. – 260 с.
73. **Горнштейн В.М.** Наивыгоднейшее распределение нагрузки между параллельно работающими электростанциями. – М.: Госэнергоиздат, 1949.
74. **Горнштейн В.М.** Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах. – М.: Госэнергоиздат, 1959. – 248 с.
75. **Уроки**, извлеченные из либерализации рынков электроэнергии. Пер. с англ. – Париж: Международное Энергетическое Агентство, 2005. – 274 с.
76. **Dimson E.** The Discount Rate for a Power Station // Energy Economics. – 1989. – Vol. 11, № 3. – P. 175–180.
77. **Ibbotson R.G., Singuefield R.A.** Stocks, Bonds, Bills and Inflation. 1987. Yearbook. – Chicago: Ibbotson Associates, 1987.
78. **Виленский П.Л., Лифшиц В.Н., Смолик С.А.** Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика. – М.: Дело, 2008. – 1104 с.
79. **Бронштейн И.Н., Семендяев К.А.** Справочник по математике. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит.-ры, 1981. – 720 с.
80. **Беляев Л.С., Худяков В.В.** Зарубежный опыт реформирования рынков электроэнергии // Энергохозяйство за рубежом (приложение к журналу «Электр. станции»). – 2008. – № 4. – С. 23–39.
81. **U.S.-Canada** Power System Outage Task Force / Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations. April 2004// <https://reports.energy.gov>
82. **Public** Utility Commission of Texas. – Investigation into April, 2006 Rolling Blackouts in the Electric Reliability Council of Texas Region / Preliminary Report. – April 24, 2006.
83. **Bancalari E., Chan P.** Adaptation of the SGT6-6000G to a Dynamic Power Generation Market // POWER-GEN International 2005. – Las Vegas, Nevada.— 6–8 Dec., 2005.

84. **State of the Markets Report** / Federal Energy Regulatory Commission. Office of Market Oversight and Investigations, June 2005.
85. **Thomas S.** The Ontario Government's proposals on electricity restructuring: Comments by Public Service International Research Unit / PSIRU, 2004. – 21 p. // [www.psiru.org](http://www.psiru.org).
86. **Wu F.F. and Fu S.** China's Future in Electric Energy. // IEEE Power & Energy Magazine. – 2005. – Vol. 3, No. 4, July/Aug. 2005. – P. 32–38.
87. **Yadav R.G., Roy A., Khaparde S.A, and Pentayya P.** India's Fast Growing Power Sector // IEEE Power & Energy Magazine. – 2005. – Vol. 3, No. 4, July/Aug. – P. 39–48.
88. **Bhushan B.** A Market Design for Developing Countries. // CIGRE Paper # C5-208. – Paris, 2006.
89. **Gjerde O., Fosso O.B., Bae J.C. et al.** Interfaces between System Operators, Market Operators and other Market Actors. // CIGRE Paper # C5-216. – Paris, 2006.
90. **Privatization** of KEPCO comes to a halt // Biz & Economy. – Seoul. – 2004. – May 31.
91. **Clavel P. and Bauchet S.** Organization of the French Electricity Sector. // CIGRE Paper # C5-106. – Paris, 2006.
92. **Jean-Michel Tesson.** Mission: Reliability. // IEEE Power & Energy Magazine. – 2008. – Vol. 6, No.1, Jan./Febr.
93. **Arango S., Dynner I., Larsen E.R.** Lessons from deregulation: Understanding electricity markets in South America // Utility Policy. – 2006 – Vol.14. – P. 196–207.
94. **Thomas S.** The British Model in Britain: Failing Slowly // Energy Policy. – 2006. – Vol. 34, No. 5. – P. 583–600.
95. **MacGregor T.** Electricity Restructuring in Britain: Not a Model to Follow. // IEEE Spectrum. – 2001. – June. – P. 15–16, 19.
96. **Swift D., Thorpe G., Baker T.** Interaction between investment processes for regulated transmission and competitive generation in the Australian NEM // CIGRE Paper # C5-101. – Paris, 2006.
97. **Дьяков А.Ф., Платонов В.В.** Единая электроэнергетическая система России в период рыночных преобразований: учеб. пособие. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 153 с.
98. **Основные** положения стратегии развития электроэнергетики России на период до 2020 г. – М.: ИНЭИ РАН, 2000.
99. **Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Узяков М.Н.** Энергетика России: экономика и реформирование. – М.: ИНП РАН, 2001. – 77 с.
100. **Кутовой Г.П., Макаров А.А., Шамраев Н.Г.** Создание благоприятной базы для развития российской электроэнергетики на рыночной основе // Теплоэнергетика. – 1997. – № 1. – С. 2–7.

101. **Дорофеев В.В., Михайлов В.И., Фраер И.В.** Рынок электрической энергии и мощности в России: каким ему быть / под общ. ред. В.И. Эдельмана. — М.: Энергоатомиздат, 2000. — 364 с.
102. **Об особенностях** функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона “Об электроэнергетике” / Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ.
103. **О совершенствовании** порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности) / Постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 529.
104. **Михайлов В.И.** Российский электроэнергетический рынок: переходный период. — М.: Полиграф. центр МЭИ, 2004. — 247 с.
105. **Тукенов А.А.** Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. — М.: Энергоатомиздат, 2005. — 416 с.
106. **Аюев Б.И.** Рынки электроэнергии и их реализация в ЕЭС России. — Екатеринбург: УрО РАН, 2007. — 107с.
107. **Воропай Н.И., Иванова Е.Ю., Труфанов В.В.** Проблемы развития электроэнергетики, методы и механизмы их решения в рыночных условиях. — М.: ИНП РАН, 2007. — 110 с.
108. **Максимов Б.К., Молодюк В.В.** Теоретические и практические основы рынка электроэнергии: учеб. пособие. — М.: Издат. дом МЭИ, 2008. — 292 с.
109. **Платонов В.В.** Анализ стратегии развития и проблемы реформирования электроэнергетики России. — Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2006. — 88 с.
110. **Львов Д.С., Батенин В.М., Кудрявый В.В. и др.** Потеря государственного контроля за рынком электроэнергии приведет к развалу экономики // Энерго- Info. — 2007. — № 4. — С. 44–46.
111. **Мастепанов А. М.** Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития (информационно-аналитический обзор). — М.: Изд-во “Совр. тетради”, 2001. — 624 с.
112. **Макаров А.А.** Электроэнергетика России в период до 2030 года: Контуры желаемого будущего. — М.: ИНЭИ РАН, 2007. — 192 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### Вывод выражений для инвестиционной составляющей цены (тарифа) электроэнергии\*

Строительство электростанций повышает цену или тариф (регулируемую цену) электроэнергии на величину инвестиционной составляющей  $r$  по сравнению с издержками действующих электростанций. Здесь будут выведены математические выражения для этой составляющей для трех механизмов финансирования новых электростанций. Для большей наглядности не учитываются налоги и делается ряд упрощений, поясняемых в тексте.

#### 1. Конкурентный рынок (механизм финансирования № 3)

При конкурентном рынке строительство электростанции финансируется частным инвестором и инвестиции должны окупиться за  $T_R$  лет с годовым процентом  $\sigma$  за счет продажи электроэнергии, производимой данной электростанцией.

Введем следующие обозначения:

$N$  – установленная мощность электростанции, кВт;

$\kappa$  – удельные капиталовложения, дол./кВт;

$h$  – годовое число часов использования установленной мощности, ч/год.

Не будем учитывать срок строительства электростанции и примем, что капиталовложения

$$K = \kappa N$$

сделаны к началу первого года ее эксплуатации (при учете срока строительства значение  $K$  увеличится в связи с «замораживанием» капиталовложений).

Примем, что инвестиции и начисленные проценты погашаются в конце каждого года  $t$  в течение  $T_R$  лет равными частями  $\Delta D$  ( $D = \Delta D T_R$  – полная сумма выплат). Тогда, если удастся определить  $\Delta D$ , можно найти инвестиционную составляющую цены электроэнергии в условиях конкурентного рынка  $r_3$ , разделив  $\Delta D$  на годовую выработку электростанции (индекс «3» обозначает 3-й механизм финансирования):

$$r_3 = \frac{\Delta D}{hN}. \quad (\text{П.1})$$

---

\* Вывод формул для инвестиционной составляющей дается в соответствии с Приложением 1 в работе [19].

Определить годовые выплаты  $\Delta D$  можно путем последовательного вычисления долга  $B_t$ , остающегося в конце года  $t$  после начисления годового процента  $\sigma$  на долг предыдущего года и выплаты  $\Delta D$ :

$$B_t = (1 + \sigma) B_{t-1} - \Delta D \quad (\text{П.2})$$

для всех  $T_R$  лет. В последнем году  $t = T_R$  долг будет полностью погашен и  $B_{T_R} = 0$ .

Рассмотрим этот процесс возврата инвестиций. В начале первого года эксплуатации электростанции, естественно,  $B_0 = K$ . В конце первого года долг составит

$$B_1 = (1 + \sigma) K - \Delta D.$$

В конце второго года он будет равен

$$B_2 = (1 + \sigma) B_1 - \Delta D = (1 + \sigma)^2 K - \Delta D [(1 + \sigma) + 1].$$

В конце третьего года

$$B_3 = (1 + \sigma) B_2 - \Delta D = (1 + \sigma)^3 K - \Delta D [(1 + \sigma)^2 + (1 + \sigma) + 1].$$

В конце очередного  $t$ -го года будем иметь

$$B_t = (1 + \sigma)^t K - \Delta D [(1 + \sigma)^{t-1} + (1 + \sigma)^{t-2} + \dots + (1 + \sigma) + 1].$$

Наконец, для последнего года  $t = T_R$ , когда долг будет полностью погашен, получим выражение

$$B_{T_R} = (1 + \sigma)^{T_R} K - \Delta D [(1 + \sigma)^{T_R-1} + (1 + \sigma)^{T_R-2} + \dots + (1 + \sigma) + 1]. \quad (\text{П.3})$$

Известно (можно показать), что выражение (сумму) в квадратных скобках можно преобразовать к виду

$$\left[ \cdot \right] = \frac{(1 + \sigma)^{T_R} - 1}{\sigma}. \quad (\text{П.4})$$

Тогда, учитывая, что  $B_{T_R} = 0$ , получим для годовых выплат  $\Delta D$  следующее выражение:

$$\Delta D = K \frac{\sigma}{1 - (1 + \sigma)^{-T_R}} = K(\text{CRF}), \quad (\text{П.5})$$

где CRF – capital recovery factor (коэффициент возврата (или окупаемости) капитала (см., например, [23]):

$$\text{CRF} = \frac{\sigma}{1 - (1 + \varrho)^{-T_R}} = \frac{\varrho(1 + \varrho)^{T_R}}{(1 + \varrho)^{T_R} - 1} . \quad (\text{П.6})$$

Подставив (П.5) в (П.1), получим выражение для инвестиционной составляющей в условиях конкурентного рынка:

$$r_3 = \frac{K}{hN} \text{CRF} = \frac{K}{h} \text{CRF} . \quad (\text{П.7})$$

При  $T_R = 10$  лет и  $\sigma = 0,1$   $\text{CRF} = 0,163$  и инвестиционная составляющая будет равна

$$r_3 = 0,163 \frac{K}{h} .$$

Если бы инвестиции возвращались за 10 лет без процента ( $\sigma=0$ ), то инвестиционная составляющая была бы равна

$$r_3 = 0,1 \frac{K}{h} .$$

Следовательно, начисление процентной ставки  $\sigma = 0,1$  (в течение 10 лет) увеличивает инвестиционную составляющую в 1,63 раза.

## **2. Регулируемая монополия с самофинансированием (механизм финансирования № 1)**

В регулируемой монополии инвестиции на развитие генерирующих мощностей раскладываются на выработку всех действующих электростанций ЭЭС. В связи с этим следует рассматривать строительство всех электростанций или общее развитие генерирующих мощностей ЭЭС.

Пусть установленная мощность системы возрастает (вслед за электропотреблением) с годовым темпом прироста  $\lambda$ :

$$N_t = N_0 (1 + \lambda)^t . \quad (\text{П.8})$$

Примем следующие упрощения:

– ЭЭС состоит из однотипных электростанций (действующих и новых) с неизменными удельными капиталовложениями  $k$  и числом часов использования  $h$ ;

- электростанции строятся один год и вводятся в конце года;
- не будем учитывать дискретный характер мощностей электростанций, рассматривая только необходимый прирост мощностей  $\Delta N_t = N_t - N_{t-1}$ ;
- будем рассматривать инвестиции только в электростанции (для развития электрических сетей потребуется дополнительное увеличение инвестиционной составляющей тарифов, которое здесь не обсуждается);
- не будем учитывать налоги, расход электроэнергии на собственные нужды и потери в сетях.

При этих предположениях прирост генерирующих мощностей, который нужно обеспечить за счет инвестиционной составляющей тарифа, составит

$$\begin{aligned} \Delta N_t &= N_t - N_{t-1} = N_0 (1 + \lambda)^t - N_0 (1 + \lambda)^{t-1} = \\ &= N_0 (1 + \lambda)^{t-1} (1 + \lambda - 1) = \lambda N_{t-1} \end{aligned} \quad (\text{П.9})$$

Капиталовложения, необходимые для обеспечения этого прироста, равны

$$K_t = \hat{e} \Delta N_t = \hat{e} \lambda N_{t-1}. \quad (\text{П.10})$$

Эти капиталовложения раскладываются на выработку электростанций, имевшихся к концу предыдущего года  $Q_t = hN_{t-1}$ , и инвестиционная составляющая тарифа будет равна (индекс «1» обозначает 1-й механизм финансирования):

$$r_1 = \frac{K_t}{Q_t} = \frac{\kappa \lambda N_{t-1}}{h N_{t-1}} = \lambda \frac{\kappa}{h}. \quad (\text{П.11})$$

Сопоставляя это выражение с формулой (П.7) для инвестиционной составляющей при конкурентном рынке, можно видеть, что здесь вместо CRF стоит темп  $\lambda$ , который обычно значительно ниже. Например, для России сейчас можно предполагать  $\lambda = 0,05-0,08$ , в то время как там при  $T_R = 10$  лет и  $\sigma = 0,1$  CRF = 0,163.

### **3. Регулируемая монополия с кредитованием и рынок «Единый покупатель» (механизм финансирования № 2)**

В данном случае новые электростанции строятся за счет кредитов банков (в регулируемой монополии) или частными инвесторами (при рынке «Единый покупатель»). В инвестиционную составляющую тарифа включается возврат кредитов или частных инвестиций в течение некоторого срока  $T_R$  с процентом на капитал  $\sigma$ . Общность механизма финансирования обусловлена двумя моментами (факторами):



1) возврат и кредитов, и инвестиций является *гарантированным* (отсутствует риск невозврата), т.е. начисляемый на них процент  $\sigma$  может быть относительно небольшим и примерно одинаковым;

2) возврат кредитов или инвестиций раскладывается (делится) на выработку *всех* действующих электростанций ЭЭС (как и в механизме 1). Поэтому инвестиционная составляющая  $r_2$  в механизме 2 будет зависеть от темпа развития  $\lambda$ .

Вывод формулы для  $r_2$  будет сделан для регулируемой монополии с кредитованием, что более просто и наглядно. Для рынка «Единственный покупатель» эта формула будет идентичной.

Предположим, что во все годы кредиты берутся под один и тот же процент  $\sigma$  и должны возвращаться равными частями за одинаковый срок  $T_R$ . Оставим в силе все упрощения, сделанные в предыдущем разделе. Тогда сохраняются выражения: (П.8) – для установленной мощности системы  $N_t$ ; (П.9) – для прироста мощности  $\Delta N_t$ ; (П.10) – для годовых капиталовложений  $K_t$ .

В то же время по сравнению с самофинансированием будут существенные изменения. Кредит в размере  $K_t$ , взятый в году  $t$  для ввода мощности  $\Delta N_t$ , начнет выплачиваться лишь со следующего года  $t+1$ . В  $t$ -м году необходимо относить на выработку этого года  $Q_t = hN_{t-1}$  выплаты по кредитам, взятым в предшествующие годы:

$$t-1, t-2, \dots, t-T_R$$

под капиталовложения

$$K_{t-1}, K_{t-2}, \dots, K_{t-T_R},$$

которые определяются выражением (П.10).

Как показано в разд. 1, при погашении кредитов (или инвестиций) равными частями за  $T_R$  лет ежегодные выплаты по ранее взятым кредитам, согласно выражению (П.5), будут равны

$$K_{t-1} \cdot \text{CRF}, \quad K_{t-2} \cdot \text{CRF}, \dots, \quad K_{t-T_R} \cdot \text{CRF}.$$

Следовательно, с учетом выражений (П.8) и (П.10) в  $t$ -м году должны быть возвращены кредиты на сумму

$$D_t = \text{CRF} \cdot \hat{e} \lambda \left[ N_{t-2} + N_{t-3} + \dots + N_{t-T_R} + N_{t-T_R-1} \right]_1. \quad \text{П.12)}$$

Проведем преобразования суммы, заключенной в квадратные скобки:

$$\begin{aligned} \dots_1 &= N_0 \left[ (1 + \lambda)^{t-2} + (1 + \lambda)^{t-3} + \dots + (1 + \lambda)^{t-T_R} + (1 + \lambda)^{t-T_R-1} \right] = \\ &= N_0 (1 + \lambda)^{t-T_R-1} \left[ (1 + \lambda)^{T_R-1} + (1 + \lambda)^{T_R-2} + \dots + (1 + \lambda) + 1 \right]_2. \end{aligned} \quad (\text{П.13})$$

Здесь по аналогии с выражениями (П.3) и (П.4) можно показать, что сумма в квадратных скобках равна

$$\dots_2 = \frac{(1 + \lambda)^{T_R} - 1}{\lambda}. \quad (\text{П.14})$$

Подставив (П.14) в (П.13), будем иметь

$$\begin{aligned} \dots_1 &= N_0 \frac{(1 + \lambda)^{t-T_R-1} [(1 + \lambda)^{T_R} - 1]}{\lambda} = \\ &= N_0 \frac{(1 + \lambda)^{t-1} [1 - (1 + \lambda)^{-T_R}]}{\lambda} = N_{t-1} \frac{1 - (1 + \lambda)^{-T_R}}{\lambda}. \end{aligned} \quad (\text{П.15})$$

Теперь, подставив (П.15) в (П.12), получим

$$D_t = \text{CRF} \cdot \hat{e} N_{t-1} [1 - (1 + \lambda)^{-T_R}] \quad (\text{П.16})$$

Разделив  $D_t$  на годовое производство электроэнергии  $Q_t = hN_{t-1}$ , найдем инвестиционную составляющую тарифа для монополии с кредитованием (и рынка «Единственный покупатель»):

$$\begin{aligned} r_2 &= \frac{D_t}{Q_t} = \text{CRF} \frac{\hat{e}}{h} [1 - (1 + \lambda)^{-T_R}] = \\ &= \frac{\hat{e}}{h} \frac{\sigma}{1 - (1 + \lambda)^{-T_R}} [1 - (1 + \lambda)^{-T_R}]. \end{aligned} \quad (\text{П.17})$$

Можно видеть, что при механизме финансирования № 2 выражение для инвестиционной составляющей тарифа получилось наиболее сложным – она зависит как от  $T_R$  и  $\sigma$ , так и от  $\lambda$ .

Научное издание

**БЕЛЯЕВ** Лев Спиридонович

**ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА**

Редактор: *М.Б. Успенская*

---

Изд. лиц. № 022097 от 23.06.97. Подписано в печать 12.10.2009 г.  
Бумага офсетная. Формат 60 x 84 1/16. Офсетная печать.  
Усл. печ. л. 15,9. Уч. изд. л. 17,4. Тираж 500 экз. Заказ № 169.

---

Сибирская издательская фирма «Наука» РАН.  
630099, Новосибирск, ул. Советская, 18.

Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН.  
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

ISBN 978-5-02-023290-7



9 785020 232907