

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY



МЕЖДУНАРОДНОЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО

ОПЫТ
ЭНЕРГО-
РЫНКОВ

**УРОКИ, ИЗВЛЕЧЕННЫЕ
ИЗ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ РЫНКОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

УРОКИ, ИЗВЛЕЧЕННЫЕ ИЗ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

После десяти или более лет реформирования электроэнергетических рынков в нескольких регионах-«первопроходцах» из их опыта могут быть извлечены некоторые важные уроки. Эта книга дает оценку таким изменениям, концентрируясь на вопросах, критических для проведения успешной либерализации электроэнергетического рынка. Один из уроков – это осознание того, что данный процесс является длительным и требует активного и постоянного участия правительства, а также его поддержки.

Опыт и примеры, приведенные в исследовании, в основном используют практику рынков Великобритании, Австралии, Скандинавии, а также северо-восточных штатов США (энергетический пул PJM), которые на протяжении нескольких лет функционируют со значительным успехом. Они смогли повысить уровень эффективности, не подвергая риску систему безопасности. Эти рынки описаны более подробно в приложениях к книге, но основной анализ сконцентрирован на ключевых вопросах, а не на конкретных странах и регионах или отдельных моделях рынка. Исследование рассматривает различные способы решения проблем, применяемые на этих относительно «здоровых» рынках, и оставшиеся задачи, которые предстоит разрешить.

В рамках исследования рассматриваются следующие вопросы: обоснование и преимущества либерализации; методика управления, необходимая для создания эффективной конкуренции; роль цен и прозрачных оптовых рынков; защита прав потребителей; стимулирование инвестиций; и последствия решения вопросов безопасности поставок и природоохранной политики.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY



МЕЖДУНАРОДНОЕ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО

ОПЫТ
ЭНЕРГО-
РЫНКОВ

УРОКИ, ИЗВЛЕЧЕННЫЕ ИЗ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

This book was originally published in English by the IEA in 2005. While the IEA has made every effort to ensure that this Russian translation is true to the original English text, there may be some slight differences.

Изначально данный документ был опубликован МЭА на английском языке в 2005 г. Хотя МЭА приняла все меры, чтобы обеспечить соответствие российской и оригинальной английской версий, тем не менее, незначительные различия могут сохраниться.

МЕЖДУНАРОДНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО

Международное энергетическое агентство (МЭА) – это независимый орган, созданный в ноябре 1974 года при Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) с целью реализации международной энергетической программы.

МЭА выполняет комплексную программу сотрудничества в энергетической сфере между двадцатью шестью из тридцати стран-членов ОЭСР. Главными целями МЭА являются:

- обеспечение функционирования и усовершенствование систем для устранения перебоев с поставками нефти;
- продвижение политики рационального использования энергии в мировом масштабе посредством сотрудничества с государствами, не являющимися членами МЭА, а также отраслевыми структурами и международными организациями;
- управление работой постоянной информационной системы на международном нефтяном рынке;
- усовершенствование структуры мирового спроса и предложения путем развития альтернативных источников энергии и повышения эффективности использования энергии;
- помощь в интеграции природоохранной и энергетической политики.

Членами МЭА являются следующие страны: Австралия, Австрия, Бельгия, Канада, Чехия, Дания, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Венгрия, Ирландия, Италия, Япония, Республика Корея, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Португалия, Испания, Швеция, Швейцария, Турция, Великобритания, США. В работе МЭА принимает участие Европейская Комиссия.

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА И РАЗВИТИЯ

ОЭСР – это уникальный форум, где правительства тридцати демократических государств совместно работают над решением экономических, социальных и экологических проблем, связанных с глобализацией. Помимо этого, ОЭСР является новатором в области понимания новых тенденций и трудностей развития, таких как корпоративное управление, информационная экономика и проблемы демографического старения, оказывая правительствам содействие в решении этих вопросов. Организация является плацдармом, на котором правительства могут сравнить свой политический опыт, заняться поиском решений общих проблем, определить передовой опыт и работать над согласованием национальной и международной политики.

Членами ОЭСР являются следующие страны: Австралия, Австрия, Бельгия, Канада, Чехия, Дания, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Венгрия, Исландия, Ирландия, Италия, Япония, Корея, Люксембург, Мексика, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Польша, Португалия, Словацкая Республика, Испания, Швеция, Швейцария, Турция, Великобритания и США. В работе ОЭСР принимает участие Европейская Комиссия.

© 2005 г. (ОЭСР/МЭА 2005)

Воспроизведение, копирование, передача и перевод настоящей работы без письменного разрешения не допускаются. Заявки направлять по адресу:
International Energy Agency (IEA), Head of Publications Service,
9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В условиях как никогда сильной глобализации и автоматизации экономики электроэнергия становится все более важным фактором экономического процветания. Надежное и доступное электроснабжение является необходимым условием конкурентности мировых рынков промышленной продукции и неотъемлемой частью повседневной жизни современного общества. В то же время экологические последствия использования энергии – одна из наиболее сложных мировых законодательных проблем. Надежность поставок доступной электроэнергии при допустимых экологических последствиях достижима только при условии разработки комплексной и тщательно сбалансированной законодательной политики с целью создания необходимой базы для стимулирования. В данной связи либерализация рынков электроэнергии – это путь развития и стратегический вариант, реализованный или рассмотренный всеми странами-членами МЭА.

С помощью конкуренции на либерализованных рынках создаются стимулы для повышения эффективности работы электроэнергетических систем и принимаемых инвестиционных решений в аспекте времени, размера, места и выбора технологии. Даже если либерализованным рынкам не удастся решить наиболее острые законодательные проблемы, прозрачность, создаваемая конкуренцией, как правило, позволяет усовершенствовать базу для принятия целевых законодательных мер с целью решения проблем качества окружающей среды и надежности.

Некоторые либерализованные рынки электроэнергии существуют уже десять лет и даже дольше, и уже можно извлечь ряд важных уроков из примера некоторых стран и регионов-«первопроходцев».

Несмотря на то что некоторые рынки-«первопроходцы» уже несколько лет довольно успешно функционируют, либерализация оказалась не одномоментным событием, а длительным процессом, требующим непрерывной поддержки правительства. Идеальных рынков не бывает, и они будут продолжать развиваться и эволюционировать, чтобы обеспечивать потребности электроэнергетических систем, которые одновременно претерпевают значительные изменения.

В настоящей книге рассматриваются главные принципы успешной либерализации с примерами и результатами. Надеемся, что лица, ответственные за принятие решений в правительственных и отраслевых структурах, найдут здесь стратегические рецепты решения ключевых проблем. Можно начать с вопроса: а целесообразна ли либерализация

рынков электроэнергии, то есть возможно ли развитие функционального рынка без ущерба для надежности и других общественных приоритетов? Во-вторых, если либерализации удалось установить этот баланс, то сумела ли она дать ожидаемый результат в плане реальной экономической выгоды? Утвердительный ответ на оба вопроса дает возможность сосредоточиться в настоящей книге на определении основных проблем и методов обеспечения наиболее успешной деятельности электроэнергетических рынков, что позволяет сформулировать, что же является передовым опытом.

Данная книга является первой в серии МЭА, посвященной опыту рынков электроэнергии. Книга публикуется по моему распоряжению, как исполнительного директора Международного энергетического агентства.

Клод Мандиль
Исполнительный директор

ОБ АВТОРАХ

Главным автором настоящей книги является Ульрик Штридбек из Управления энергетической диверсификации, работающий под руководством начальника Управления Иэна Кроншоу и директора Службы долгосрочного сотрудничества и стратегического анализа Ноэван Хюлста.

В написании книги сильно помогли предложения и замечания Дага Кука из МЭА, который внес особенно значительный вклад в проработку вопросов инвестирования в передающие сети и результатов деятельности. Донгвук Ли и Джозеф Санджованни из МЭА участвовали, в частности, в составлении приложений. Ценные замечания были получены от Иоланки Фишер из МЭА, Мэтса Нилсона из Шведской инспекции по контролю за энергетическими рынками, Хеннинга Парбо из Eneginet.dk, а также от членов Постоянной группы по вопросам долгосрочного сотрудничества МЭА. Мюриэль Кустодио отвечал за изготовление книги, Корин Хейворт занималась оформлением книги и передней стороны обложки, а Мэрилин Смит издала книгу.

Книга переведена на русский язык и опубликована в России при поддержке ОАО РАО «ЕЭС России».

СОДЕРЖАНИЕ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	11
ВВЕДЕНИЕ	27
ГЛАВА 1	
ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	
ПРИНЕСЛА ДОЛГОСРОЧНЫЕ ВЫГОДЫ	31
Показатели успеха.....	32
Рыночная либерализация – это процесс, а не событие.....	42
Распространение выгод от либерализации	44
ГЛАВА 2	
КОНКУРЕНЦИЯ – ЭТО «ТОПЛИВО»	
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНЫХ РЫНКОВ	47
Конкурентные рынки вытесняют вертикально интегрированные коммунальные компании	48
Законодательная и нормативно-правовая база для эффективной конкуренции.....	57
Регулирование конкуренции	63
ГЛАВА 3	
ЦЕНОВЫЕ СИГНАЛЫ ЯВЛЯЮТСЯ СВЯЗУЮЩИМ ЗВЕНОМ... 71	
Цены должны отражать по определению нестабильный характер электроэнергии	48
Территориальное ценообразование.....	76
Рынки вспомогательных услуг.....	87
Трансграничная торговля создает выгоды	88
Рыночные модели	94
ГЛАВА 4	
УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ И ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ..... 99	
Коммунальные энергокомпании используют контракты для управления рисками.....	101
Контракты предлагают защиту потребителям.....	108
Розничная конкуренция	112

ГЛАВА 5	
ИНВЕСТИЦИИ В ГЕНЕРАЦИЮ И ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	117
Инвестиции в генерацию электроэнергии, приводимые в движение рынком ...	118
Участие потребителей в работе рынка как альтернативный вариант	133
Плановые инвестиции и меры по оптимизации мощности	139
Инвестиции в передающие сети	144
Координирование инвестиций в передающие сети	152
ГЛАВА 6	
КОГДА ЛИБЕРАЛИЗОВАННЫЕ РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ РАБОТАЮТ НЕЭФФЕКТИВНО	155
Надежность энергоснабжения на либерализованных рынках	156
Решение проблем охраны окружающей среды и изменения климата	163
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	
МЕХАНИЗМЫ ТОРГОВЛИ И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ	171
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	
РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СТРАН СКАНДИНАВИИ	181
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	
АВСТРАЛИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	193
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	
МЕЖСИСТЕМНЫЕ СВЯЗИ МЕЖДУ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ ШТАТОВ ПЕНСИЛЬВАНИЯ, НЬЮ-ДЖЕРСИ И МЭРИЛЕНД (PJM)	203
БИБЛИОГРАФИЯ	213
СПИСОК ТАБЛИЦ	
1 • Модели разделения видов деятельности системы передачи электроэнергии	51
2 • Ликвидность на различных рынках электроэнергии: доля оборотов разных рыночных сегментов в общем энергопотреблении (по данным на 2004 год	104
3 • Переход потребителей, имеющих право выбора поставщика электроэнергии, на новые тарифы: доля потребителей, уже не обслуживаемых энергосбытовой компанией-лидером, в общем числе коммунальных и некоммунальных потребителей	113
4 • Верхние ценовые пределы в энергетическом пуле Пенсильвания–Нью- Джерси–Мэриленд (PJM) и на рынках Австралии, Великобритании и стран Скандинавии	120

5 • Участие потребителей в работе рынка, оговоренное в контрактах с системными операторами, а также дополнительно необходимое минимальное участие (согласно оценке) и наблюдаемое участие	137
---	-----

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

1 • Цены на электроэнергию для конечных потребителей	33
2 • Переток мощности по межсистемным связям между Западной Данией и Норвегией, а также между Западной Данией и Швецией	36
3 • Занятость в электроэнергетике, газовой отрасли и водном хозяйстве	37
4 • Новая модель построения электроэнергетического сектора	48
5 • Сроки планирования и деятельности	53
6 • Спрос и предложение на либерализованных рынках электроэнергии	74
7 • Торговля электроэнергией между двумя областями	82
8 • Уровень воды в водохранилищах в Норвегии и Швеции, торговля между Норвегией и Швецией, а также спотовая цена на Общем рынке электроэнергии стран Скандинавии (Nord Pool) (2002–2004 гг)	93
9 • Год, в течение которого всем потребителям разрешается поменять поставщика электроэнергии	112
10 • Среднемесячные цены на Национальном рынке электроэнергии (Австралия)	123
11 • Установленная мощность основных электростанций на Австралийском национальном рынке электроэнергии	124
12 • Кривые сроков действия цен для самых высоких процентных значений в штате Южная Австралия	125
13 • Кривые сроков действия цен: Австралийский национальный рынок электроэнергии	128
14 • Цены форвардных контрактов, годичный контракт, торговля на три года вперед на Общем рынке электрической энергии стран Скандинавии (Nord Pool)	132
15 • Участие потребителей в работе рынка улучшает функционирование рынка и эффективность системы	134
16 • Среднегодовое увеличение протяженности линий электропередачи напряжением 220–400 кВ в 16 странах Европы	145
17 • Цепочка создания стоимости для надежного энергоснабжения: Энергобезопасность, достаточность и безопасность работы системы	157
18 • Выработка электроэнергии из энергии ветра и цены, устанавливаемые на сутки вперед на Общем рынке электрической энергии стран Скандинавии (Nord Pool), в Западной Дании (по данным на декабрь 2003 г.)	168
19 • Выработка электроэнергии из энергии ветра в Западной Дании и торговля с соседними странами Скандинавии	169

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

В течение последних десяти лет несколько стран-членов Международного энергетического агентства (МЭА) встали на курс рыночной либерализации в энергоснабжении. Родоначальники реформирования рынка электроэнергии уже не один год работают с большим успехом, принося значительные выгоды экономике. Однако наиболее эффективные способы развития конкурентных энергорынков, приносящих реальные экономические выгоды, еще не определены. Во многих странах высказываются скептические мнения и опасения, не утихают споры по ряду ключевых вопросов. Скептически настроенные приводят в пример калифорнийский кризис и обвал рынка в 2001 году, всего через несколько лет после создания нового рынка, сопровождавшегося широкой рекламной кампанией, и последовавшего за этим показательного банкротства крупной энергетической компании Enron. Массовые отключения электроэнергии в Северной Америке, Италии и странах Скандинавии в 2003 году также иногда используются в качестве аргумента в пользу того, что концепция либерализация энергорынков потерпела фиаско.

Но сегодня широкий круг экспертов и авторы исследовательских материалов указывают на главные причины некоторых прошлых неудач. Калифорнийский кризис можно объяснить широким кругом факторов, в том числе серьезными ошибками в нормативно-правовом регулировании, допущенными при формировании калифорнийского рынка. Авторы официальных исследований причин отключений в 2003 году не объявляют либерализованные рынки главными виновниками произошедших событий. В исследовании вопросов надежности системы передачи электроэнергии, недавно опубликованном МЭА, подчеркивается, что либерализация произвела коренной переворот в использовании систем электропередачи (урок, извлеченный из отключений электроэнергии). Руководство систем передачи электроэнергии до сих пор не адаптировалось к произошедшим переменам. После адаптации либерализованные рынки смогут стать базой для повышения надежности системы во многом благодаря укреплению сотрудничества между предприятиями, находящимися в разных юрисдикциях.

Пока внимание общественности было приковано к обсуждению ошибок последних десяти лет, на нескольких энергорынках велась успешная работа, результатом которой явилось их усиление. Во всех странах-членах МЭА процесс либерализации шел разными темпами. И хотя прямой путь к успеху еще не найден, был усвоен общий урок: либерализация рынка электроэнергии – это не событие, а длительный процесс, требующий (для



необходимого совершенствования и привлечения непрекращающегося потока инвестиций) сильной и постоянной политической поддержки, тщательной подготовки и непрерывного развития. По сути, этот процесс не завершился еще нигде в мире – и в ближайшем будущем не завершится.

В настоящей работе рассматриваются опыт и уроки, извлеченные из примера нескольких рынков-«первопроходцев», весьма успешно функционирующих на протяжении десяти лет и более. Обсуждая «рецепт» успешной либерализации рынка электроэнергии и перенимая реальный опыт, нужно делать акцент на трех вопросах: «Удалось ли осуществить либерализацию рынка электроэнергии на практике? Принесла ли она реальные экономические выгоды? Если да, то каковы ключевые факторы успеха?» В данной пояснительной записке представлены основные положения, выводы и рекомендации, основанные на полученных данных.

Либерализация рынков электроэнергии приносит долгосрочные выгоды.....

Так сложилось, что электроэнергетические сектора развивались и функционировали в строго очерченных рамках, когда большая часть деятельности: от генерации электроэнергии до ее транспортировки и распределения – контролировалась вертикально интегрированными коммунальными компаниями. Эта деятельность к тому же была централизованной: предприятия, осуществляющие планирование работы электроэнергетической системы, оценивали и обеспечивали потребности и перекладывали все сопутствующие затраты на потребителей.

Но классические вертикально интегрированные коммунальные компании, как правило, имеют значительный избыток установленной мощности. Это стало более очевидным во время замедления роста спроса на электроэнергию в 1980-е и 1990-е годы во многих странах-членах МЭА. Либерализация не только уменьшила эту избыточную установленную мощность, но и обеспечила значительные потенциальные выгоды от повышения эффективности работы генерирующих объектов, сетей, а также распределения электроэнергии.

Простейший способ оценки функционирования либерализованных энергорынков – мониторинг тарифов на электроэнергию, установленных для различных категорий потребителей. Многие страны действительно обещали снижение тарифов до начала либерализации. На тех рынках, где либерализация прошла успешно, прослеживается четкая тенденция сокращения тарифов на электроэнергию для промышленных потребителей – как в номинальном, так и в реальном выражении. В

отношении бытовых потребителей эта тенденция не столь очевидна, и развивается она, безусловно, медленнее. Однако тарифы, установленные для потребителей, не обязательно отражают затраты на генерацию и транспортировку электроэнергии. Некоторые группы потребителей зачастую субсидируют другие потребительские группы. Различные звенья цепочки создания стоимости – от регенерации топлива до выработки и транспортировки электроэнергии – нередко так или иначе субсидируются или по другим причинам не полностью соответствуют затратам. Между тарифами и налогами на электроэнергию зачастую существует непрозрачная взаимосвязь. Изменение стоимости топлива, а также изменения в природоохранном законодательстве влияют на конечную стоимость электроснабжения и, по-видимому, являются важной причиной недавнего повышения тарифов на электроэнергию во многих странах-членах МЭА, особенно в европейских государствах, но непосредственно они не связаны с последствиями либерализации энергорынков. Кроме того, инвестиционные решения, принимаемые в вертикально интегрированной отрасли, оказывают долговременное влияние на стоимость электроэнергии, поэтому последствия принятых в прошлом инвестиционных решений будут отражаться на розничных ценах ближайшие несколько лет. В конечном итоге в силу указанных факторов розничные тарифы на электроэнергию для конечных потребителей с трудом поддаются интерпретации. В действительности розничные тарифы – плохие показатели позитивности развития электроэнергетики.

Изучение показателей деятельности на различных участках создания стоимости проясняет картину. Так, многие страны законсервировали неиспользуемые генерирующие активы и, согласно данным, сейчас используют существующие установки более эффективно. В то же время коренные изменения в использовании передающих активов привели к более динамичному и усовершенствованному их применению, зачастую благодаря активизации торговли между предприятиями в разных юрисдикциях. Другие показатели свидетельствуют о заметном росте производительности труда.

Организация экономического сотрудничества и развития недавно опубликовала исследование, в котором рассматриваются выгоды от либерализации товарных рынков и уменьшения барьеров для развития международной торговли и привлечения инвестиций в нескольких регулируемых секторах. Электроэнергетика отнесена к числу секторов с наибольшим потенциалом развития. Согласно результатам анализа, суммарные ежегодные выгоды по всем секторам оцениваются на уровне 1-3% от ВВП в США и 2-3,5% в ЕС. В исследовании дается оценка только



статических выгод от активизации торговли и оптимизации распределения ресурсов, но признается, что динамические выгоды от более активного внедрения инноваций могут быть еще больше.

Если верить традиционным показателям эффективности, либерализация рынков электроэнергии уже приносит значительные выгоды. Но, возможно, еще важнее поставить вопрос о том, как «дооснастить» либерализованный электроэнергетический сектор для решения стоящих задач и использования возможностей более разнообразного и гибкого портфеля технологий в будущем. Парогазовые турбины являются предпочтительной технологией генерации электроэнергии во многих обстоятельствах, что подкрепляется новым рыночным механизмом, усилившим акцент на операционной и финансовой гибкости. Неопределенность, приводящая к возникновению финансового риска, видится в новом свете. Сегодняшние участники рынка отдают предпочтение менее капиталоемким и меньшим по размеру объектам. Технологические разработки также создают возможности для более активного участия потребителей в принятии решений, имеющих определяющее значение для системы. Другой движущей силой технологических изменений является поддержка широкого круга технологий правительством. Многие из них обязаны такой поддержке своим экологическим достоинствам, а некоторые уже широко применяются. Выходит из забвения атомная энергетика – технология, заслуживающая серьезного рассмотрения в ряде стран.

В итоге начинает формироваться более разнообразная электроэнергетическая система. Соответственно, руководство этой системы должно найти в ней место для большого числа участников – от малых генерирующих объектов и потребителей, реагирующих на изменение конъюнктуры, до очень больших АЭС. В первую очередь благодаря прозрачным ценовым сигналам либерализованные рынки создают более однородную конкурентную среду и позволяют добиться необходимой согласованности действий многочисленных и разнообразных участников рынка. По мере развития либерализованных рынков становится более очевидно, что централизованный и вертикально интегрированный подход в меньшей степени подходит для такой многообразной системы и, в сущности, скорее всего, будет препятствовать инновациям, необходимым для обеспечения потребностей в будущем.

В настоящее время нельзя быть слишком недалекими. Либерализация должна принести крупные экономические выгоды потребителям и обществу в долгосрочной перспективе, и пока все указывает на то, что рынки в состоянии приносить эти выгоды. Но в краткосрочной

перспективе определенные группы могут не получить немедленных выгод или даже нести убытки. Вертикально интегрированные коммунальные компании, вероятно, почувствуют угрозу в требовании разграничить виды деятельности. Группы потребителей, которые раньше выигрывали от субсидированных тарифов на электроэнергию (за счет других потребителей), могут воспринять либерализацию как утрату, так как перекрестное субсидирование прекращается. Определенные сегменты рабочей силы, занятой на коммунальных предприятиях, почувствуют опасность, когда открытая конкуренция потребует повышения эффективности и увеличения производительности труда. Несомненно, одна из важнейших тактических задач, стоящих перед лицами, ответственными за принятие решений, – это решение социальных вопросов и вопросов капитала при распределении выгод от либерализации рынка электроэнергии.

Основная мысль

Либерализация рынка электроэнергии принесла значительные экономические выгоды.

В условиях конкурентной борьбы активы, существующие в электроэнергетическом секторе, используются более эффективно, и это приносит потребителям реальные долговременные выгоды. Однако либерализация с целью создания конкуренции – это длительный процесс, а не единовременное событие: она требует постоянной готовности правительства решать проблемы, связанные с прекращением закрепленных законом имущественных прав и перекрестного субсидирования.

Роль правительства является решающей, но она в корне изменилась

Процесс либерализации требует активного участия правительства независимо от метода ее осуществления. В сущности, интенсивность постоянной политической поддержки значительно влияет на результат. При отсутствии четких признаков такой поддержки неопределенность в сфере регулирования может иметь обратный эффект и навредить положительному результату. Время от времени все электроэнергетические системы будут переживать кризис. Такие кризисы стали важным испытанием на выносливость для либерализованных рынков электроэнергии и (что,



возможно, еще важнее) для политического механизма, стоящего за процессом либерализации. В различных узловых точках развития рынка сигналы сильной политической поддержки – зачастую выражающейся в невмешательстве – могут вызвать необходимые ответные реакции рынка.

Эффективные рынки существуют благодаря конкуренции. Таким образом, одна из главных функций правительства – создание механизма, способствующего развитию эффективной конкурентной борьбы. Либерализация создает выгоды за счет использования стимулов повышения эффективности и более активного внедрения инноваций, и движущей силой в этом процессе является именно конкуренция.

Первый шаг к введению конкуренции – дезинтеграция монополий, существующих в традиционных вертикально интегрированных коммунальных компаниях. Необходимо разграничить сетевую деятельность и все остальные виды деятельности – либо путем разукрупнения сетевых компаний в рамках юридических процедур, либо (что более эффективно) путем действительного разукрупнения собственности. Задача – ввести конкуренцию в максимальном количестве звеньев цепочки создания стоимости: от генерации до потребления электроэнергии. Те естественные монополии, которые сохраняются (например, сети и управление работой системы), должны быть объектом непрерывного и усовершенствованного экономического регулирования.

Разукрупнение эффективно дезинтегрирует централизованный процесс принятия решений, применяемый в вертикально интегрированных коммунальных компаниях, заменяя его децентрализованным процессом, в ходе которого участники рынка принимают решения в границах рынков. Этот процесс может идти гладко только на «эффективных» рынках. Но эффективные рынки сами собой не появляются. Создание однородной конкурентной среды и развитие эффективных конкурентных рынков требует установления подробных рыночных правил, разработки рыночной модели, а также регулирования рынка. В рамках происходящих процессов либерализации интенсивность участия правительства в форме разработки подробного законодательства и нормотворчества была неодинакова. Но очевидно, что правительства играют решающую роль в создании механизма с помощью необходимых стимулов. В то же время независимые регулирующие органы входят в число важнейших участников этого механизма. Их роль в осуществлении контроля за соблюдением законодательства и обеспечении честного и эффективного экономического регулирования сетей является непременным условием успешного развития рынка.

Управление работой системы в режиме реального времени – это такой аспект электроэнергетического сектора, который продолжает оставаться естественно-монопольной функцией и поэтому должен быть отделен от других конкурентных сегментов цепочки создания стоимости. Рыночные правила, разработка рыночной модели, а также регулирование рынка направлены на прозрачное выполнение всех действий, но в текущем управлении работой системы остается еще много нюансов. Системные операторы неизбежно сохраняют определенные дискреционные полномочия в независимости от осторожных попыток регулирования доступа к сетям. Их независимость особенно важна для создания и дальнейшего развития хорошо функционирующих и активных рынков.

В новой децентрализованной отраслевой структуре прозрачность является обязательным условием развития конкурентных либерализованных рынков электроэнергии. Участники конкурентных рынков не собирают и не публикуют рыночные данные и статистику автоматически (или добровольно). Поэтому важно заново установить на либерализованных рынках ответственность за решение этой необходимой задачи. Усиление прозрачности – испытанный и сильный инструмент обеспечения непрерывного развития на пути создания более эффективных рынков. В сущности, прозрачность сама по себе увеличивает выгоды от либерализации за счет усовершенствования механизма принятия решений для всех субъектов: и политиков, и отраслевых структур, и потребителей.

Но официального механизма обеспечения конкуренции и создания однородной конкурентной среды недостаточно. Конкурентная борьба будет активной только при условии конкурирования на рынке многочисленных участников. Правительствам и регулирующим органам разными способами удалось усилить конкуренцию, но высокая рыночная концентрация по-прежнему остается острой проблемой на ряде рынков. Эффективные рынки и прозрачность сыграли решающую роль в облегчении доступа новым участникам. Кроме того, расширение рынков за счет включения новых стран и регионов помогает «импортировать» конкуренцию. Это особенно важно на небольших территориях, где потребность в консолидации ограничивает количество участников рынка, способных действовать эффективно. На сегодняшний день достижения в регулировании конкуренции постфактум скромнее. Злоупотреблять рыночной властью незаконно, но доказать такое поведение зачастую непросто. В некоторых случаях злоупотребления рыночной властью дополнительно осложнялись тем, что крупнейшие компании рассматриваются как национальные чемпионы или приносят своим государственным владельцам значительный доход.



Некоторые утверждают, что неэффективность рыночного механизма проявляется во всех звеньях цепочки создания стоимости на рынках электроэнергии и требует правительственного вмешательства. Но при ближайшем рассмотрении неэффективность зачастую оказывается скорее результатом ошибок в регулировании. В случае проявлений настоящей неэффективности рыночного механизма (которые могут быть вызваны сомнениями в надежности энергоснабжения и обеспокоенностью экологическими последствиями генерации электроэнергии) можно обратиться к правительству с просьбой о более активном вмешательстве.

Анализ надежности энергоснабжения в разукрупненном электроэнергетическом секторе также потребовал «разделения» понятия надежности энергоснабжения на соответствующие составляющие цепочки создания стоимости. Высказывалась обеспокоенность надежностью поставок топлива для выработки электроэнергии, адекватностью инвестиций в генерацию и сетевые активы, а также безопасностью управления работой системы в режиме реального времени.

Соображения по поводу проявлений неэффективности рыночного механизма, связанных с бесперебойностью энергоснабжения или поставок топлива для выработки электроэнергии, носят геополитический характер. Более активное использование природного газа в качестве топлива для генерации электроэнергии ставит вопрос о зависимости стран-членов МЭА от государств, не являющихся членами этой организации, и подчеркивает важность одновременного развития конкурентного рынка природного газа. До сих пор степень надежности поставок топлива, обеспеченная коммерческими участниками рынка, не сказалась на результатах работы либерализованных рынков электроэнергии.

Кроме того, эффективность либерализованных рынков в значительной мере послужила стимулом для создания достаточной генерирующей мощности. Несмотря на то что были приняты меры по интеграции некоторых сетевых инвестиционных решений в конкурентную рыночную среду, сети – в той или иной степени – остаются регулируемые монополиями. Создание достаточных сетевых активов необходимо стимулировать с помощью механизма экономического регулирования.

И наконец, в сфере управления работой системы в режиме реального времени рынком пока не удалось создать полный механизм стимулирования, не угрожающий безопасности системы. Правительственное вмешательство необходимо. Оно осуществлялось (и довольно эффективно) путем учреждения компаний, являющихся по-настоящему независимыми системными операторами. МЭА недавно опубликовало исследование

основных требований и проблем, связанных с эффективным регулированием, обеспечивающим необходимую безопасность системы передачи электроэнергии.

На конкурентных рынках проблемы экологических последствий генерации электроэнергии не решаются с помощью обычных стимулов. Экологические выгоды – это классический общественный товар, и либерализованные энергорынки не отвечают за их стоимость в достаточной мере – или за стоимость их возможной утраты. Политическое вмешательство необходимо для того, чтобы эти выгоды были должным образом учтены. Законодательные меры, принятые в связи с обеспокоенностью экологическими вопросами и проблемой изменения климата, уже оказывают серьезное влияние на либерализованные рынки электроэнергии (как и было задумано).

Природоохранная политика, однако, во многом искажает первоначальный замысел, особенно если рассматривать внутренние рынки в контексте международной конкуренции. Прямая финансовая поддержка конкретных технологий или непрозрачные барьеры, препятствующие развитию других технологий, могут привести к неэффективности и деформировать конкуренцию. В результате процесс принятия инвестиционных решений все больше страдает от неопределенности и в конечном счете начинает представлять угрозу для системы. На нескольких либерализованных энергорынках предпочитают решать этот вопрос, используя политику торговли квотами на выбросы загрязняющих веществ. Такой подход трансформирует политическую цель в обязательство, налагаемое на участников рынка. Участникам рынка в таком случае позволяет выполнять обязательства так, как они считают нужным, в том числе продавая друг другу и покупая друг у друга обязательства и находя альтернативные технологические решения.

Так, в Европе была введена торговля квотами на выбросы CO₂ для решения проблемы изменения климата. Формирование рынка по торговле квотами на выбросы углекислого газа позволяет установить цены на эти квоты, что дает возможность включить затраты на охрану окружающей среды в совокупную стоимость выработки электроэнергии. Согласно похожим принципам, поддержка возобновляемых источников энергии, которая раньше представляла собой прямую финансовую поддержку конкретных технологий, приняла форму систем рыночных сертификатов, финансируемых при помощи обязательств. Осуществление политики, связанной с изменением климата, путем использования средств торговли квотами на выбросы загрязняющих веществ, по-видимому,

дает наименьшее искажение. Кроме того, данный подход увеличивает прозрачность, улучшая тем самым качество решений, принимаемых политиками и отраслевыми компаниями.

Основная мысль

Учреждение действительно независимых и деятельных регулирующих органов и системных операторов предшествует созданию механизма конкуренции.

Для проведения либерализации по-прежнему необходимо активное участие правительства, но функции правительства при этом в корне изменились. Вертикально интегрированные коммунальные компании должны быть разукрупнены. Правительства, независимые регулирующие органы и независимые системные операторы должны сотрудничать для установления правил, разработки рыночной модели и регулирования рынка с целью создания конкурентного рынка и поддержания его дальнейшего развития. Непрерывное содействие и признаки поддержки со стороны правительства крайне необходимы, особенно в различные узловые моменты, которые неизбежны в развитии каждого рынка.

Ценовые сигналы являются связующим звеном..

В процессе разукрупнения коммунальных компаний с целью введения конкуренции вертикальная интеграция была вытеснена рынками, на которых действуют многочисленные участники. В рамках этого нового механизма ценовые сигналы определяют решения, принимаемые на рынке. Эффективность решений зависит от правильности сигналов, то есть ценовые сигналы, отражающие реальные затраты, выгоды и стоимость выработки, транспортировки и потребления электроэнергии.

Электроэнергия обладает ценностью для потребителя только в том случае, если она поставляется в нужное место, в нужное время, в нужном объеме и имеет приемлемое качество. Территориальный аспект установления цен на электроэнергию – это самый противоречивый и сложный вопрос в эффективном ценообразовании. Принципы, в соответствии с которыми устанавливается цена каждого узла системы, являются идеальным ориентиром, потому что они оценивают электроэнергию на основании того, в каком месте она генерируется или куда она поставляется, и некоторые рынки близки к этой цели.

Однако существуют важные компромиссные решения, которые необходимо учитывать при выборе таких принципов ценообразования, которые могут оправдать выбор менее точно настроенной зональной системы, где цена устанавливается для нескольких (редко перегруженных) узлов. Но несмотря на существование важных компромиссных решений, главное противоречие зачастую связано больше с вопросами социальной справедливости и распределения ресурсов, а не с конкретными преимуществами и недостатками функционирования рынка и управления системой. Потребность в узловом ценообразовании возникла в сетях с сильными связями, в которых линии электропередачи пересекают электрическую систему «крест-накрест»; зональное ценообразование принимается как хорошее приближенное представление в более радиальных сетях, где структура перегрузок менее сложна (например, в Австралии). Более высокие транзакционные издержки и большая сложность узлового ценообразования нередко используются в качестве аргументов в пользу таких принципов ценообразования, которые в меньшей степени отражают местоположение. В действительности же все указывает на то, что очевидные участки перегрузок зачастую должным образом не тарифицировались. Сеть с сильными связями в континентальной Европе в настоящее время превращается в зональный рынок (причем нередко зоны соответствуют целым странам), что приводит к потенциальному ослаблению ценовых сигналов и снижению эффективности.

Свободная торговля, которая не ограничивается пределами одной юрисдикции, – одно из классических достоинств либерализованных и конкурентных рынков. Она позволяет использовать сравнительные преимущества – при взаимной экономической выгоде для всех задействованных регионов. Производство и транспортировка электроэнергии включают много факторов, связанных с наличием природных ресурсов, географическими характеристиками и региональными умениями. И производство, и транспортировка относятся к капиталоемким областям, способным приносить значительную прибыль за счет оптимизации использования активов на максимально обширной территории. Это относится в первую очередь к небольшим юрисдикциям. Но торговля между субъектами в разных юрисдикциях строится на сотрудничестве между системными операторами. Поэтому независимость и адекватные стимулы со стороны системных операторов играют решающую роль в развитии трансграничной торговли.

Разработка адекватной модели рынка предполагает создание таких торговых соглашений, которые подходят к конкретным обстоятельствам каждой электроэнергетической системы и при этом решают более широкие



вопросы, такие как разграничение видов деятельности, доступ третьей стороны, принцип ценообразования на основе затрат и транзакционные издержки. Одной однозначно выигрышной – уравнительной – модели рынка не существует: в каждой ситуации должны приниматься важные компромиссные решения. Однако успешные рынки имеют общую особенность: что-то вроде официальной котировки цен, задуманной в виде официальной модели рынка. Принципы ценообразования на основе затрат – это такой аспект, который необходимо развивать посредством регулирования и активного проектирования рынка. Развитие этих принципов невозможно без грамотно разработанных рыночных правил.

Энергопотребление и энергоснабжение несут по определению изменчивый характер. Но эта изменчивость является неотъемлемой характеристикой услуг и не связана с организацией сектора. Либерализованные рынки электроэнергии создают более прозрачный механизм, благодаря которому возможно установление цен на основе затрат с учетом этой изменчивости. В ряде случаев вмешательство правительства с целью уменьшения изменчивости и установления верхних ценовых пределов ниже уровней, оправданных экономическими причинами, привело к ослаблению ценовых сигналов и замедлению ответных реакций рынка.

Ценовая волатильность создает риски для участников рынка, в том числе для генерирующих компаний и потребителей. Риски являются результатом неопределенности, а неопределенность связана со многими основополагающими факторами, определяющими генерацию, транспортировку и потребление электроэнергии. В предыдущей модели вертикально интегрированного и регулируемого сектора все затраты (а следовательно, и все риски) можно было переложить на потребителей. Либерализованные рынки делают риски более прозрачными и (что особенно важно) перераспределяют их между самими лицами, ответственными за принятие решений.

На либерализованных рынках электроэнергии можно эффективно управлять бизнес-рисками путем заключения контрактов. Генерирующие, энергосбытовые компании и потребители могут договориться о ценах, объемах, сроках и других условиях, создающих исковую определенность в рамках контракта. В сущности, ликвидные и эффективные рынки финансовых контрактов улучшают конкуренцию благодаря усовершенствованной системе управления рисками. Это, в свою очередь, облегчает доступ на рынок новым и менее крупным участникам, а также предотвращает злоупотребление рыночной властью. Большинство рынков создают механизм для ликвидного рынка в сегментах торговли на сутки вперед и в

режиме реального времени посредством установления рыночных правил и разработки рыночной модели. На некоторых рынках развиваются сравнительно ликвидные и эффективные финансовые рынки более долгосрочных контрактов, но эволюция этих рынков остается главной проблемой на пути создания сильных рынков электроэнергии.

Основная мысль

Механизм эффективного ценообразования на основе затрат создается посредством регулирования и проектирования рынка.

Цены, отражающие по определению изменчивый характер электроэнергии (как товара), играют решающую роль в создании механизма принятия эффективных решений в отношении деятельности либерализованных рынков и инвестиций в эти рынки. С помощью разработки модели рынка электроэнергии и ее реализации правительством, независимыми регулирующими органами и независимыми системными операторами можно устанавливать цены, отражающие реальные затраты, посредством механизмов, включающих составляющие времени, объема и местоположения. Ослабление ценовых сигналов путем установления верхних ценовых пределов или использования недостаточно сильных территориальных сигналов замедляет ответную реакцию рынка в отношении краткосрочной деятельности и долгосрочных инвестиций. По этой причине возникает потенциальный риск уменьшения надежности, особенно в долгосрочной перспективе.

Наделение потребителя полномочиями

Вертикально интегрированные коммунальные компании, разумеется, делают основной акцент на аспекте предложения в электроэнергетическом секторе, сосредоточивая внимание на двух «столпах» – генерации и транспортировке электроэнергии. До настоящего времени потребители оплачивали выставляемые им счета и существовала необходимая инфраструктура для вовлечения их в процессы принятия решений. Либерализованные рынки электроэнергии вводят третий «столп», позволяющий потребителям стать активными участниками рынка. Эффективные рынки позволяют потребителям использовать право перехода на нового поставщика, что способствует усилению конкуренции за предоставление лучших услуг и более активное использование инновационных технологий. И, что едва ли не более важно, реагирование



потребителей на изменение цен создает дополнительные ресурсы для системы, потенциально сокращая дорогостоящие инвестиции в выработку или передачу электроэнергии и повышая надежность. И наконец, усиление прозрачности за счет ценообразования на основе затрат создает более четкие стимулы для повышения эффективности использования электроэнергии. Новый, третий «столп» является результатом недавно проведенного процесса либерализации, и, что совершенно неудивительно, развивался он медленнее, чем два других «столпа». Несмотря на создание механизма участия потребителей, многие специальные структуры, необходимые для облегчения доступа к участию, по-прежнему нуждаются в доработке.

Первый «кирпичик» в наделении потребителя правом участия – это создание необходимого конкурентного давления. Такое давление посылает стимулы, которые нужны энергосбытовым компаниям, чтобы «переложить» на потребителей возможности конкурентного оптового рынка.

Розничная конкуренция строится на тех же принципах, что и оптовая конкуренция. При этом ключевым фактором является регулируемый доступ к сети. Разграничение конкурентной энергосбытовой деятельности и сетевых видов деятельности является важным аспектом данного процесса, но в большинстве случаев эта фаза либерализации была менее комплексной, чем в области передачи электроэнергии и управлении работой системы. Регулируемый доступ обеспечивается посредством создания систем и формальных правил перехода потребителей на новых поставщиков, но на многих рынках сохраняются небольшие (но, возможно, решающие) барьеры, препятствующие такому переходу, либо эти рынки по-прежнему предлагают преимущества крупным полуинтегрированным энергосбытовым и сетевым компаниям отрасли. На всех конкурентных рынках огромное количество крупных промышленных потребителей перешло на новых поставщиков. Среди менее крупных коммерческих и коммунальных потребителей наблюдается более пестрая картина: от высокой интенсивности перехода на одних рынках до неутешительно низкой на других. В юрисдикциях, где существуют ликвидные финансовые рынки, были разработаны более усовершенствованные решения в сфере сбыта электроэнергии для улучшения качества обеспечения нужд потребителей, желающих играть активную роль в управлении рисками. Однако в целом инновации и преобразования в товарной сфере шли медленно и носили спорадический характер.

Полагая, что многие небольшие коммерческие и коммунальные потребители не станут переходить на новых поставщиков, некоторые штаты и страны решили ввести регулируемый штрафной тариф или контракт для защиты потребителей. Несмотря на то что введение таких регулируемых контрактов четко оправданно в политическом контексте, они в то же время создают искажения, которые в конечном итоге могут послужить во вред потребителям. Задача создания конкурентных розничных рынков, обеспечивающих легкий доступ к выбору между конкурирующими между собой энергосбытовыми компаниями, по-прежнему не решена.

Другим последствием отчасти медленного развития конкурентных и инновационных розничных рынков и модели рынка, по-прежнему зачастую ориентированной на предложение, является то, что оптовые рыночные цены так и не удалось «переложить» на потребителей. Пока потребителям были предоставлены весьма ограниченные возможности пользования переходом на новую нагрузку в ответ на установленную цену. Учитывая, что электричество потребляется миллионами различных потребителей с миллионами разных целей, потребители, несомненно, в принципе готовы к изменению спроса за счет изменений потребления, вызванных изменениями цен. Спрос характеризуется ценовой эластичностью: задача состоит в сокращении транзакционных издержек в достаточной степени для того, чтобы оправдать участие потребителей, которые стремятся реализовать максимально возможные выгоды. В настоящий момент большим препятствием являются энергосбытовые компании, которые должны «переложить» розничные тарифы на потребителей. При этом должен существовать и предмет реакции: потребители не могут отреагировать до того момента, как тарифы вырастут до уровня, покрывающего операционные издержки. Самые крупные компании-потребители, у которых уже установлены интервальные счетчики с дистанционным снятием показаний, скорее всего, первыми ощутят выгоды изменения спроса в ответ на изменение тарифа. Однако поиск способа «перекладывания» оптовой цены на небольших коммерческих и коммунальных потребителей наталкивается на технический и экономический барьер ввиду отсутствия необходимых средств коммерческого учета.

Неучастие потребителей в работе рынка остается одной из самых серьезных проблем, связанных с либерализацией рынков электроэнергии. Число существующих барьеров огромно. Создание простых и эффективных систем для управления переходом на новую энергосбытовую компанию – задача не из легких. Для небольших коммунальных потребителей инфраструктура, обеспечивающая переход на нового поставщика, является сравнительно дорогостоящей по сравнению с потенциальными выгодами. Кроме того,



было трудно устранить все искажения в работе полуинтегрированных сетей и энергосбытовых компаний. Когда правительство проявляет готовность к вмешательству путем установления верхних ценовых пределов и другими способами, это также служит барьером к участию потребителей в работе рынка. И, наконец, отсутствие ликвидных финансовых рынков усложняет создание необходимых товарных новинок. Однако первые данные указывают на то, что потребители все же меняют поставщиков и реагируют на устанавливаемую цену, когда условия достаточно хороши. В сущности, поразительно слабое реагирование потребителей на изменение цен необходимо для значительного улучшения функционирования рынков электроэнергии, повышения безопасности системы и существенного уменьшения нестабильности и сокращения цен на электроэнергию для всех потребителей.

Основная мысль

Устранение барьеров для перехода на нового поставщика и активного участия потребителей в работе рынка наделяет потребителей новыми полномочиями.

Либерализованные рынки электроэнергии создают механизм, который может предоставить потребителю свободу выбора, а также право реализовывать выгоды от активного реагирования на изменение цен и более эффективно потреблять электроэнергию. Эффективная розничная конкуренция является необходимым условием реализации этих выгод. Должна существовать формальная система, обеспечивающая быстрый и легкий переход на нового розничного поставщика. Потребители также должны иметь легкий доступ к оптовым, балансирующим и резервным рынкам. Необходимо рассмотреть возможности установки измерительного оборудования и инфраструктуры, обеспечивающих нужды различных групп потребителей, уделяя при этом особое внимание эффективности затрат.

Эффективные стимулы играют решающую роль для инвестиций

Значительная часть суммы, уплачиваемой потребителем по счету за электроэнергию, идет на финансирование генерирующих и сетевых активов. Возможность улучшения инвестиционных решений является значительной потенциальной выгодой от рыночной либерализации.

Способность рынков электроэнергии давать достаточные стимулы для своевременного и эффективного инвестирования в генерирующие объекты остается одним из самых спорных аспектов структуры рынка. Для многих инвестиционных проектов требуется длительный период подготовки, а их экономический ресурс составляет несколько десятилетий. Переходный этап проектирования рынка характеризуется неопределенностью, которая может ухудшить инвестиционный климат, а в конечном итоге и подорвать процесс успешного перехода к конкурентному рынку. Инвестиции в генерацию электроэнергии – одно из самых серьезных испытаний в развитии активных рынков.

Либерализованные рынки создают новую инвестиционную парадигму, в которой решения принимаются под давлением конкуренции. Когда риски перекадываются с потребителей на лиц, ответственных за принятие решений, капиталоемкие технологии с длительными сроками проведения строительных работ воспринимаются крайне скептически, даже если маржинальные затраты невелики. В новой конкурентной среде с прозрачными рисками участники рынка отдают предпочтение технологиям с коротким периодом подготовки, которые можно построить в несколько небольших этапов. Конкуренция также затягивает принятие инвестиционных решений до последней минуты, что экономит ресурсы, но в то же время может поставить политиков под давление вмешательства во время переходного этапа (то есть до того, как стало ясно, что процесс устойчив).

В случаях недостаточной сбалансированности спроса и предложения реакция потребителей на изменение цен может гарантировать требуемую гибкость. До настоящего времени в определенной мере активное участие потребителей в работе рынка играло решающую роль в усилении рыночной активности; неучастие потребителей в работе рынка, напротив, приводило к необходимости установления очень высоких пиковых цен для инициирования инвестиций. Там, где правительство воздержалось от инвестирования и позволило ценам отражать реальные затраты, рынки вышли из положения – им все-таки удалось дать стимулы для ответной реакции в виде инвестиций в новые генерирующие мощности. В данном случае так называемые рынки «только электроэнергии» (или, вернее, «рынки единой цены»), на которых оптовая цена на электроэнергию компенсирует как переменные, так и постоянные издержки, показали хорошие результаты.

Некоторые рынки проявили недостаточно доверия, для того чтобы опираться на хрупкий баланс, характерный для этой новой инвестиционной



парадигмы. Эти рынки полагают, что потребители не хотят участвовать в их работе, и, как следствие, приходят к выводу, что необходимы верхние ценовые пределы в качестве превентивной меры. Однако в свете такого барьера, каким является верхний ценовой предел, требуются дополнительные стимулирующие факторы для привлечения своевременных и достаточных инвестиций. Эти меры по созданию дополнительной мощности были осуществлены в различных формах и послужили стимулом для привлечения новых инвестиций. Но они также были подвержены рыночным махинациям. Другой их недостаток заключается в том, что меры по созданию дополнительной мощности вписывают в централизованный процесс принятия решений такие решения, которые касаются общей потребности в новой генерирующей мощности.

Инвестиции в сети в целом осуществляются в рамках регулируемых механизмов. Распределительные сети по-прежнему являются объектом регулирования, несмотря на то что либерализация усилила акцент на сокращении затрат по всей цепочке создания стоимости, включая сети. Введение новых моделей экономического регулирования привело к снижению затрат, но во многих странах акцент в настоящее время смещается на качественные аспекты. Низкий уровень инвестирования и проблемы качества сместили акцент на необходимые регулируемые нормы прибыли для предоставления инвестиций и других стимулов, связанных с качеством.

Развитие регулируемых передающих сетей сходно с процессом развития распределительных сетей. Однако территориальное ценообразование на оптовых рынках внесло значимый аналитический вклад в принятие более квалифицированных инвестиционных решений в отношении передающих сетей. Сети передачи фактически являются альтернативой генерирующим объектам. Таким образом, инвестиции в передающую инфраструктуру в принципе могут целиком и полностью опираться на территориальный принцип ценообразования и коммерческие, конкурентоспособные предприятия. В действительности бизнес-модель для коммерческих линий электропередачи оказалась хрупкой. В настоящее время очень немногие коммерческие линии электропередачи финансируются исключительно за счет коммерческих средств, но тем не менее территориальное ценообразование усилило прозрачность процесса принятия инвестиционных решений в области передачи электроэнергии. К примеру, на нескольких рынках идет разработка информационных систем, позволяющих добиться большей согласованности между решениями о регулируемых инвестициях в передающую инфраструктуру и решениями по инвестициям в генерирующие объекты.

Важно разработать такие рыночные модели и создать такой механизм регулирования, которые бы в достаточной степени вознаграждали и стимулировали эффективное инвестирование. Но все это бесполезно, если инвесторы не получают разрешение на строительство. Отсутствие прозрачных и беспрепятственных процедур выдачи разрешения – на использование конкретной технологии или размещение нового генерирующего объекта или сети в конкретном месте – остается серьезным барьером для инвестиций в большинство рынков. Это не связано с либерализацией рынков электроэнергии — скорее территориальные тарифы, сформированные исходя из уровня затрат, делают более прозрачными последствия соответствующей природоохранной политики и так называемого синдрома недопущения какой-либо деятельности на своей территории («пожалуйста, но только не у меня»).

Основная мысль

Минимизация нормативно-правовой неопределенности – залог создания базы для своевременных и достаточных инвестиций.

Некоторая доля нормативно-правовой неопределенности – неоспоримый факт в нашем меняющемся мире, но правительство может принять ряд мер для убедительной минимизации этой неопределенности для инвесторов. Инвесторы, вкладывающие средства в новые генерирующие мощности, в особенности небольшие участники рынка, должны иметь доступ к рыночной информации, а также устойчивый рынок и регулируемый доступ на этот рынок. Инвестор также потребует прозрачной и четкой процедуры подачи заявок на новые инвестиции. Это относится как к размещению, так и к выбору технологии. Любой сигнал готовности правительства вмешаться в функционирование рынка, включая возможную поддержку в будущем и возможное установление верхних ценовых пределов, усилит неопределенность и отпугнет инвестиции. И наконец, регулируемое инвестирование в сети требует адекватных регулируемых норм прибыли для поддержания приемлемого качества услуг в долгосрочной перспективе.

ВВЕДЕНИЕ

Уже более десяти лет рыночная либерализация является главной тенденцией в энергоснабжающей отрасли нескольких стран-членов МЭА. В конце 1980-х – начале 1990-х годов в электроэнергетике был взят курс на приватизацию и внедрение конкуренции в секторах, которые традиционно контролировались и регулировались государством. Ряд стран-членов МЭА выступил в качестве первопроходцев и добился значительных успехов. С тех пор процесс либерализации начался практически во всех странах МЭА. Однако тенденция к формированию конкурентных электроэнергетических рынков – с целью получения реальных экономических выгод – была нечеткой. Во многих странах политики, специалисты-практики и научные эксперты продолжают спорить по ряду ключевых вопросов, а другие заинтересованные стороны высказывают сомнения и обеспокоенность.

Скептически настроенные приводят в пример калифорнийский кризис и обвал рынка в 2001 году, всего через несколько лет после создания нового рынка, сопровождавшегося широкой рекламной кампанией. Кризис имел ряд весьма ощутимых последствий для потребителей, которые оказались «отрезанными» от электросети из-за веерных отключений электроэнергии, а также для коммунальных энергокомпаний, которые переживали крайне бедственное финансовое положение, а в некоторых случаях были вынуждены объявить себя банкротом. Крах рынка Онтарио вскоре после его образования в 2001 году также приводится в качестве примера неудачного реформирования рынка.

Другой показательный случай – это, безусловно, банкротство компании Enron. Находясь в авангарде рыночного анализа, торговли и управления рисками, Enron захватила формировавшиеся мировые энергорынки и успешно превратилась в одну из крупнейших энергетических компаний в мире. Однако основы ее деятельности были подорваны махинациями, а безжалостное злоупотребление рыночной властью крупнейшими генерирующими компаниями Калифорнии, к которым относится и Enron, возможно, стало причиной обвала рынка.

В глазах общественности массовые отключения электроэнергии в Северной Америке, Италии и странах Скандинавии в 2003 году также иногда используются в качестве возможных аргументов в пользу того, что концепция либерализации энергорынков потерпела фиаско.

Носегодня широкий круг экспертов и авторы различных исследовательских материалов указывают на главные причины этих событий. Они полагают, что калифорнийский кризис можно объяснить широким кругом факторов

– как несчастливыми совпадениями, так и другими проблемами более глубинного характера. К примеру, так называемый синдром недопущения какой-либо деятельности на своей территории («пожалуйста, но только не у меня» – not in my backyard, NIMBY) стал препятствием для нового строительства, которое было необходимо для удовлетворения спроса. Авторы большинства работ единодушны в одном: в нормативно-правовом регулировании калифорнийского рынка был допущен ряд серьезных ошибок в некоторых весьма существенных вопросах. В сущности, когда политики согласовывали окончательную структуру рынка, в механизме регулирования не были учтены некоторые ключевые принципы, связанные с характером конкуренции и экономическими стимулами. Преступные действия, в которых сейчас обвиняют Enron и другие коммунальные компании, лишь обострили уже назревший кризис.

Предположительная взаимосвязь между массовыми отключениями электроэнергии в 2003 году и либерализацией рынка электроэнергии также была активно изучена. Авторы официальных исследований причин отключений не объявляют рыночную либерализацию главной виновницей произошедших событий. В новом исследовании, опубликованном МЭА, подчеркивается, что либерализация произвела коренной переворот в использовании систем электропередачи, а руководство систем передачи электроэнергии должным образом не адаптировалось к новому нормативно-правовому и рыночному механизму, созданному в электроэнергетическом секторе. В исследовании утверждается, что после соответствующей адаптации либерализованные рынки смогут стать базой для повышения безопасности работы системы во многом благодаря укреплению сотрудничества между предприятиями, находящимися в разных юрисдикциях¹.

Пока внимание широкого круга общественности было приковано к обсуждению этих знаменательных ошибок, на нескольких либерализованных рынках электроэнергии удалось добиться значительных успехов. В других странах-членах МЭА допущенные ошибки приостановили процесс либерализации и привели к пересмотру решений. Но в целом либерализация в мире продолжается, пусть и разными темпами.

В настоящей работе рассматривается опыт либерализации рынков, функционирующих на протяжении ряда лет. Все эти рынки не идеальны, они будут продолжать расти и развиваться. Но первые полученные результаты свидетельствуют о создании активного механизма. МЭА опубликовало ряд работ, посвященных реформированию нормативно-

правовой базы и либерализации в электроэнергетическом секторе в период либерализации. Последними были опубликованы работы «Инвестиции в генерацию электроэнергии на либерализованных электроэнергетических рынках»² и «Надежность энергоснабжения на рынках электроэнергии»³. До сегодняшнего дня основной акцент в этих отчетах делался на анализе и описании ключевых принципов успешной либерализации рынка электроэнергии. Настало время изменить акценты и изучить опыт и знания, накопленные в ходе решения главных вопросов либерализации энергорынка, а также сформулировать некоторые из усвоенных уроков и определить реальные рыночные последствия.

Первая серьезная попытка формирования либерализованного рынка электроэнергии была предпринята в Чили в 1982 году. А сегодня уже в нескольких странах-членах МЭА рынки функционируют относительно успешно на протяжении ряда лет. Первый рынок был сформирован в Англии и Уэльсе в 1990 году. Рынок стран Скандинавии появился в Норвегии в 1991 году. Остальные скандинавские страны (Швеция, Финляндия и Дания) присоединились к нему во второй половине 1990-х годов. В Австралии функционирование рынков в штатах Виктория и Новый Южный Уэльс началось в 1994 году. В 1998 году за ними последовал австралийский Национальный рынок электроэнергии. В Новой Зеландии процесс либерализации происходил примерно в то же время. Официально рынок в этой стране был создан в 1996 году. В Северной Америке различные рынки северо-восточных штатов США (PJM); рынок Новой Англии и Нью-Йоркский рынок) начали работу в конце 1990-х годов. Калифорнийский рынок был открыт в 1998 году. В штате Техас (США) и провинции Альберта (Канада) рынки свободной торговли появились чуть позже, в 2001 году. В настоящее время в Европейском Союзе происходит формирование новых рынков. В Испании, как и в Нидерландах, рынок официально существует с 1998 года на условиях регулируемого доступа третьей стороны. Многие европейские страны сообщают о существенных объемах и росте торговых операций в последние несколько лет. Центральное место в этом процессе занимает Германия.

Основной акцент в настоящей работе делается на отдельных рынках, выбранных по двум причинам: а) они непрерывно существуют в течение наиболее длительного времени, а также б) представляют главные подходы к организации и проектированию рынка. Основными примерами, отвечающими этим критериям, являются рынки в Англии и Уэльсе, странах Скандинавии, Австралии, а также энергетический пул PJM. Дополнительные

² МЭА, 2005а.

³ МЭА, 2005б.

¹ МЭА, 2005с.

уроки были извлечены из других рынков, а общие выводы подкрепляются широким опытом. В Приложении к настоящей работе приводится краткое описание рассматриваемых рынков. Задача, однако, состоит не в описании определенных стран, регионов или рыночных моделей, а в освещении различных способов решения ключевых вопросов.

Несмотря на то что данная работа посвящена ключевым вопросам успешной либерализации рынка электроэнергии, они рассматриваются не в порядке приоритетности. Все вопросы важны, но существует определенная хронологическая последовательность, которую не следует толковать как расстановку приоритетов. Во-первых, важно изучить основные доводы в пользу начала процесса либерализации с помощью оценки потенциальных и испытанных выгод. Вторая задача связана с внедрением конкуренции, которая является подлинным залогом успеха либерализации, а также с пониманием функций различных заинтересованных сторон, в том числе правительства. Либерализация, несомненно, является коренным переворотом в секторе, особенно с точки зрения вытеснения вертикально интегрированных коммунальных компаний разукрупненными участниками рынка и передачи центральным органом полномочий по принятию решений отдельным участникам рынка, чья деятельность должна регулироваться прозрачными ценовыми сигналами, отражающими уровень затрат. Неотъемлемой частью этого перехода является необходимость управления рисками в условиях нового механизма конкуренции, в котором потребитель занимает новое положение. В последующих разделах рассматриваются вопросы, связанные с инвестициями на двух уровнях в аспекте создания новых генерирующих мощностей (большинство рынков находится на начальной стадии, характеризующейся избытком мощности), а также с потребностью в инвестировании в сети, что представляется первоочередной задачей после завершения начальной стадии, главной целью которой является сокращение затрат. И наконец, в работе обсуждаются ограничения, накладываемые на либерализованные рынки электроэнергии, особенно в контексте необходимого обеспечения безопасной работы системы и ответственности за внешние экологические последствия экономической деятельности.

ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИНЕСЛА ДОЛГОСРОЧНЫЕ ВЫГОДЫ

Так сложилось, что электроэнергетические сектора развивались и функционировали в строго очерченных рамках, когда большая часть деятельности: от генерации электроэнергии до ее транспортировки и распределения – контролировалась вертикально интегрированными коммунальными компаниями. Зачастую правительство активно участвовало как во владении собственностью, так и в определении механизма. Деятельность электроэнергетического сектора, как правило, была централизованной: предприятия, осуществляющие планирование работы электроэнергетической системы, оценивали и обеспечивали потребности, и перекладывали все затраты на потребителей.

В конце 1980-х – начале 1990-х годов растущая тенденция к либерализации деятельности, которая традиционно являлась государственной или была объектом регулирования, «добралась» и до энергетического сектора. Во многих странах приватизация государственных компаний стала неотъемлемой частью экономического развития. В энергетическом секторе сроки формирования этой тенденции объяснялись неэффективностью самого сектора, а в определенной мере и изменением представления о роли государственной собственности, стимулов, конкуренции и рынков. Техническое развитие генерирующих технологий (возникшие в некоторых юрисдикциях) проблемы с финансированием усилили неэффективность, а также потребность в реформировании. Последующее технологическое развитие позволило управлять усложнившимися системами – системами, которые сейчас содержат ряд механизмов, необходимых для поддержания эффективной либерализации электроэнергетики. Одним словом, тенденция формировалась под воздействием нескольких факторов: плохих результатов деятельности существующих систем, роста «рыночной идеологии» и сокращения затрат на изменение системы. Взаимодействие и противоречия между этими причинами по-прежнему подхлестывают большинство споров о выгодах и затратах на либерализацию во многих странах мира.

Неэффективность деятельности традиционных вертикально интегрированных коммунальных компаний проявлялась в разных странах совершенно по-разному, но, по всей видимости, общей особенностью был значительный избыток установленной мощности. Это стало более очевидным во время замедления роста спроса на электроэнергию в 1980-е

и 1990-е годы во многих странах-членах МЭА. В то же время все затраты – а следовательно, и все риски – нес потребитель электроэнергии, а решения об инвестировании принимались самими коммунальными компаниями. Поэтому стимулирование поддержания баланса между рисками, затратами и выгодами было обособлено от процесса принятия решений, а лица, ответственные за принятие решений, были лишены соответствующих полномочий. Это было особенно важно при принятии инвестиционных решений, относящихся к выбору технологии, срокам, мощности и местоположению. Затраты, связанные с такими инвестиционными решениями, несомненно, составляют самую большую часть совокупных затрат на энергоснабжение. Таким образом, потенциальные выгоды от усовершенствования процесса принятия решений также велики. Повышение качества процессов принятия решений было важно, но улучшение фактических показателей деятельности также служило доводом в пользу либерализации, особенно с точки зрения загруженности активов, эффективности использования топлива и производительности труда.

Неучастие потребителей оказалось другой важной причиной неэффективности в вертикально интегрированном плановом секторе. Постоянной дилеммой и почти неотъемлемой частью планового централизованного подхода является несоразмерно сильный акцент на предложении. В потребителях нередко видят «точки соединения» или «розетки». Отсутствует эффективная инфраструктура для непосредственного вовлечения потребителей в принятие важнейших решений, определяющих структуру системы. Избыточная мощность и крайне ограниченная разработка новых продуктов являются естественными последствиями сложившихся условий. Некоторые вертикально интегрированные коммунальные компании разработали программы «управления спросом», но такие меры не привели к тому динамичному взаимодействию, которое является неотъемлемой частью реальных рынков. Свобода выбора поставщика сама по себе увеличивает стоимость, но, что важнее, она также является одной из главных движущих сил инновационных процессов и иных видов динамического совершенствования.

И наконец, акцент на предложении в конкретной юрисдикции и гарантированное перекладывание затрат на потребителя также уничтожают четкие стимулы для эффективной и динамичной торговли и сотрудничества между субъектами по разные стороны национальных и региональных границ. В небольших юрисдикциях активное сотрудничество на рынке, подвергшемся усиленной интеграции, создает большой потенциал для эффективного совершенствования. Это один из самых значимых источников выгод от либерализации.

Показатели успеха.....

Оценку успешности либерализации энергорынков было бы естественно начать с изучения цен, по которым в действительности платят и промышленные, и бытовые потребители электроэнергии (рис. 1).

Во всех странах, приведенных на рис. 1, прослеживается четкая тенденция сокращения цен на электроэнергию для промышленных потребителей после проведения рыночной либерализации. В США понижательная тенденция возникла в 1980-х годах, что совпало с появлением независимых производителей электроэнергии (НПЭ) – первым шагом к внедрению рыночной конкуренции. Изменение цен в США становится менее явным показателем успешности либерализации по той причине, что либерализация затронула не все штаты. На рис. 1 также показана Пенсильвания в качестве иллюстрации развития одного из штатов энергетического пула PJM. Цены, установленные в Пенсильвании, превышают средний показатель по США, но стремятся к нему. В отношении бытовых потребителей эта тенденция не столь очевидна. В Великобритании наблюдается четкая понижательная тенденция. В Австралии цены после 1998 года выглядят относительно устойчивыми.

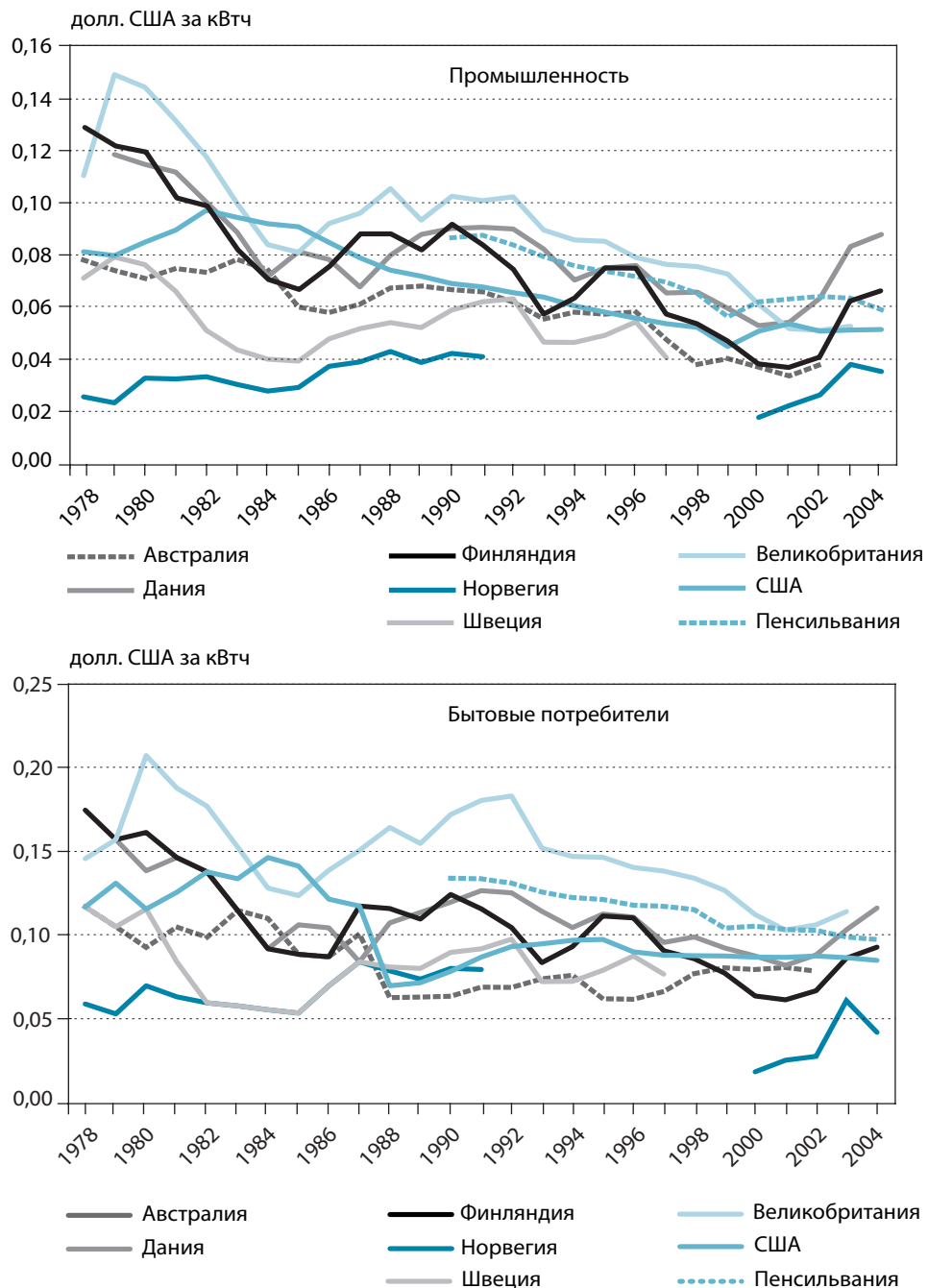
Бытовые потребители «оспариваются» (имеют право выбора поставщика) только в австралийских штатах, и это право они получили лишь в 2001 году. Интересно отметить, что, несмотря на значительное сближение оптовых цен в различных штатах и территориях в границах Национального рынка электроэнергии Австралии, в области розничных тарифов такая тенденция менее очевидна. Во всех странах Скандинавии тарифы резко увеличились в период с 2002 по 2003 год вслед за стремительным ростом оптовых цен в результате сильной засухи в Скандинавском регионе.

Повышение розничных тарифов в настоящее время наблюдается во многих, особенно европейских, странах-членах МЭА. По-видимому, важными факторами являются увеличение топливных затрат, а также затрат на получение разрешений на выбросы CO₂ в Европе, но в данной связи также особенно важно существование действительно конкурентного механизма в периоды заметного изменения основ рынка.

Сравнение цен, установленных для потребителей электроэнергии, до и после проведения либерализации может стать весьма эффективным показателем. Многие страны действительно пообещали, что либерализация приведет к снижению цен. Однако потребительские тарифы не являются простым отражением затрат на производство и транспортировку электроэнергетической продукции. Некоторые группы потребителей

Рисунок 1

Цены на электроэнергию для конечных потребителей: фиксированные цены 2004 года (за вычетом налогов)



Источник: МЭА

традиционно субсидируют другие потребительские группы. Кроме того, различные звенья цепочки создания стоимости – от регенерации топлива до выработки и транспортировки электроэнергии – нередко так или иначе субсидируются или по другим причинам не полностью соответствуют затратам. К примеру, во многих странах отечественная угольная промышленность имеет долгую историю субсидирования. Правительство также оказывает дополнительную поддержку путем инвестирования в различные генерирующие технологии (например, в атомную энергетику). В странах, где коммунальные компании находятся в собственности правительства, налогоплательщики несли часть рисков, а следовательно, и часть затрат.

На передающие и распределительные сети приходится значимая часть совокупных затрат, но это связано не с конкуренцией на либерализованных рынках, а с преобразованиями в сфере экономического регулирования. Другой важной составляющей затрат служат топливные издержки (на уголь и газ). Разработки в области топливных затрат опять-таки напрямую не связаны с показателями конкуренции на либерализованных рынках электроэнергии, даже если нынешний рост топливных расходов подчеркивает важную роль хорошо функционирующих конкурентных рынков топлива. Важнее, вероятно, то, что инвестиционные решения, принимаемые в вертикально интегрированной отрасли, долгие годы влияют на уровень затрат. На нынешний уровень цен отчасти повлияли инвестиционные решения, принятые в последние десятилетия. Если электроэнергетический сектор будет развиваться в новых направлениях под воздействием перераспределения рисков и других составляющих энергетической политики, последствия для цен будут ясны только по окончании одного полного бизнес-цикла. В краткосрочной перспективе важнее оценивать показатели эффективности в конкретных участках цепочки создания стоимости – как с точки зрения необходимого капитала и людских ресурсов, так и в отношении достигнутого качества электроснабжения.

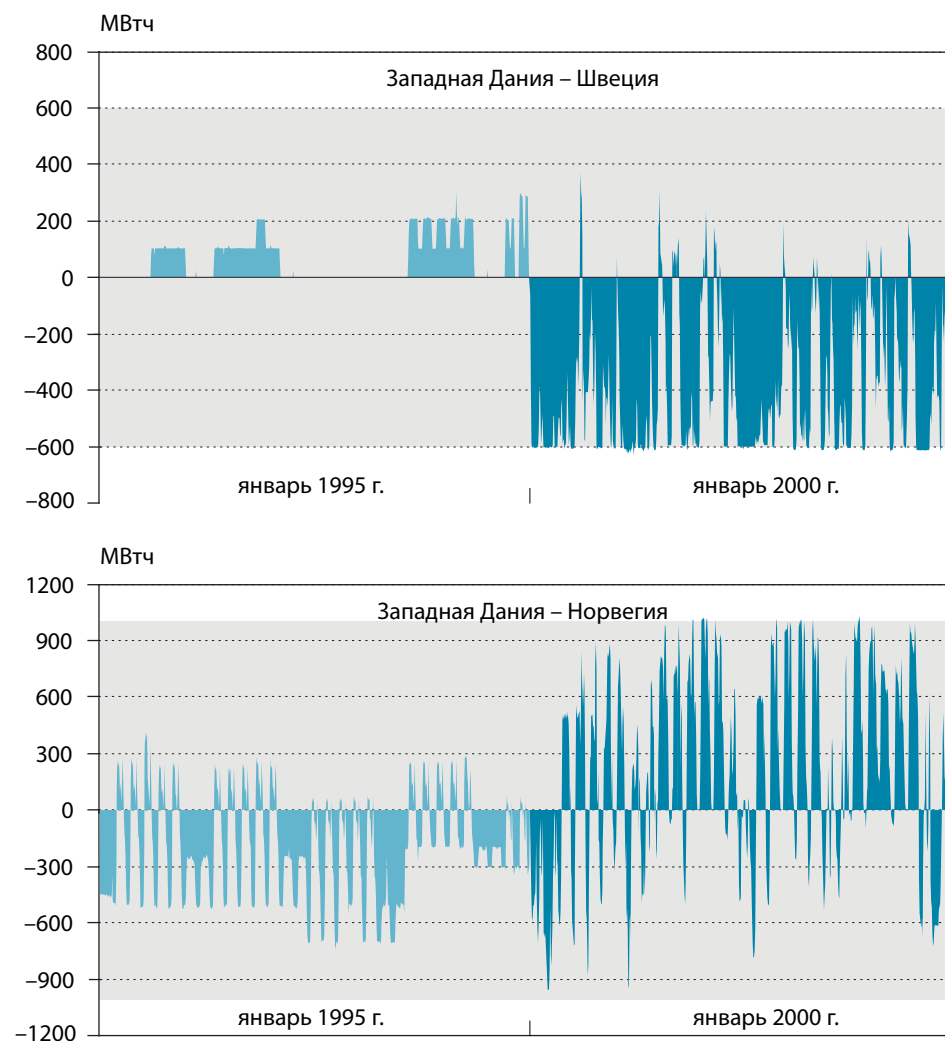
Генерация электроэнергии является самым дорогостоящим элементом цепочки создания стоимости. Те рынки, для которых характерен избыток мощности и медленный рост спроса и на которых в настоящее время существует конкуренция, обычно частично избавляются от избыточной мощности. Мощности либо выводятся из строя, либо консервируются для введения в эксплуатацию на более позднем этапе. В Швеции отношение установленной мощности к пиковому спросу сократилось с 35% в 1990-х годах до 20% в 2000 году. Ближайшим последствием либерализации является оптимизация использования инвестиционного капитала.

В штате Новый Южный Уэльс, входящем в состав либерализованного австралийского рынка, существующие генерирующие мощности (главным образом объекты угольной энергетики) в 2001 году вырабатывали почти на 12% больше электроэнергии, чем в 1997 году, за год до создания рынка.

Другие показатели, такие как эффективность использования топлива, свидетельствуют о том, что на либерализованных рынках генерирующие объекты работают более эффективно. Топливные затраты являются главной составляющей затрат газовых генерирующих объектов, на них также приходится около трети издержек углесжигающих генерирующих объектов (топливный компонент менее важен в случае с затратами атомных энергетических объектов; преобладающей является инвестиционная составляющая). Эффективность использования топлива, выражающаяся в количестве топлива, используемого для выработки 1 кВтч, играет важную роль в общей экономической эффективности электростанции. Топливная эффективность зависит от того, насколько электростанция близка к оптимальной деятельности. В недавно проведенном исследовании изучаются последствия рыночных стимулов, направленных на повышение эффективности использования топлива в различных штатах США, путем сравнения данных электростанций, на которых конкуренция привела к изменениям в стимулах, с данными электростанций, которые сохранили статус-кво (то есть электростанций, где подобный проект по реструктуризации не осуществлялся). Результаты показывают, что в условиях конкуренции эффективность использования топлива увеличилась на 20%. В исследовании также высказывается точка зрения, согласно которой форма собственности (частная или государственная) роли не играет – наиболее важным фактором, по всей видимости, являются внутренние стимулы.

Передающие активы также начинают использоваться более интенсивно и широко, отчасти по той причине, что либерализованные рынки электроэнергии делают более сильный акцент на торговле и обмене между юрисдикциями. Небольшие государства, в частности, извлекают значимые выгоды из трансграничной торговли и сотрудничества. Кроме того, торговля между субъектами, находящимися по разные стороны государственных и региональных границ, увеличивает использование межсистемных связей, а зачастую даже привлекает инвестиции в наращивание этих мощностей. Торговля электроэнергией между разными странами и регионами активно развивается начиная с 1960-х годов. В отдельно взятых регионах, таких как страны Скандинавии, темпы роста дополнительно увеличились с началом процесса либерализации.

Но важнее, вероятно, то, что либерализация в корне изменила характер торговли. Хорошим примером является развитие торговли между странами Скандинавии. Норвегия либерализовала свой энергорынок в 1992 году; Швеция осуществила либерализацию и вышла на Общий рынок электроэнергии стран Скандинавии (Nord Pool) в 1996 году, а Западная Дания стала партнером в 1999 году. Изучение перетоков мощности по межсистемным связям между Западной Данией и двумя ее скандинавскими соседями отражает кардинальные изменения почасового перетока электроэнергии в период с января 1995 года по январь 2000 года (рис. 2).



Положительные значения – это импорт, а отрицательные – экспорт; затененные участки обозначают установленную мощность межсистемных связей.

Источник: Energinet.dk

Факты по Западной Дании свидетельствуют о том, что в 2000 году участники рынка использовали межсистемные связи более эффективно, чем в 1995 году (рис. 2). Многие факторы оказали влияние на величину перетока на обоих временных отрезках, поэтому показанные здесь месяцы не обязательно должны отражать полную картину и объясняться последствиями либерализации и конкуренции. Важно то, что цифры наглядно иллюстрируют динамику использования. В 1995 году контракты, регулирующие переток, производили впечатление более упорядоченных, а следовательно, и более предсказуемых, даже за несколько дней, недель, а возможно, и месяцев. В 2000 году стало очевиднее, что переток может существенно меняться в течение часа. Это свидетельствует о том, что передающие активы используются с большей эффективностью и гибкостью. В результате растет эффективность в границах региона, но также обнаруживается ряд новых проблем, связанных с безопасностью работы передающей системы.

Другой важный показатель продуктивности – это использование трудовых ресурсов. В данном случае полезно сравнить тенденции в сфере занятости. Электроэнергетика, газовая отрасль и водное хозяйство (рис. 3) – это та категория секторов, которая наиболее часто используется для целей типового сбора статистических данных (данные по Норвегии включают только электроэнергетический сектор). Возможно, не все отображенные преобразования осуществляются в электроэнергетике, а некоторые последствия могут быть вызваны передачей различных функций на внешний подряд, а не действительным сокращением рабочей силы.

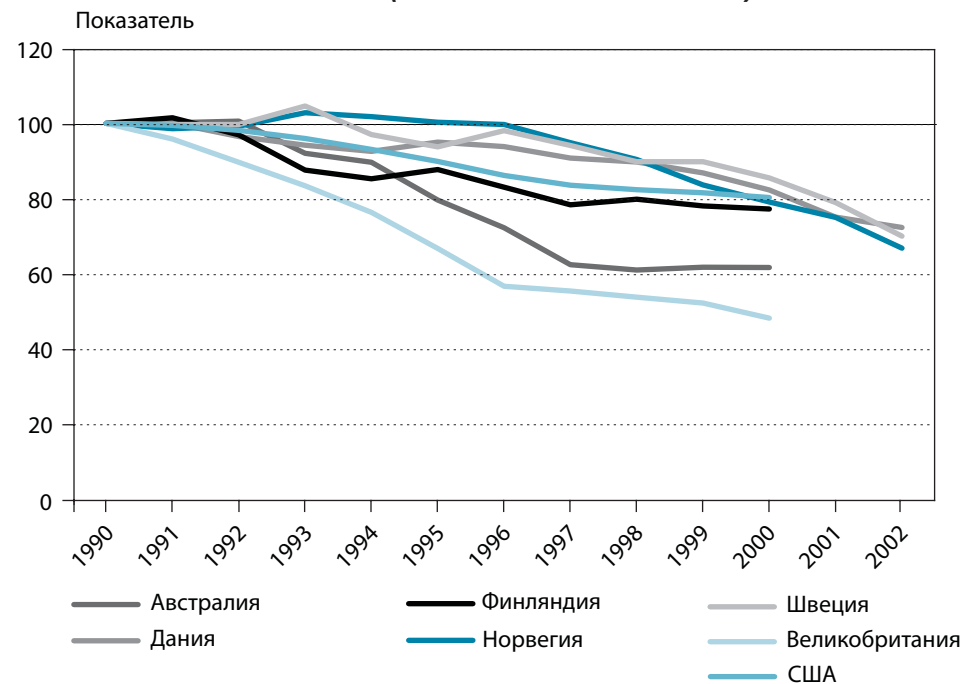
Рис. 3 Данные свидетельствуют о существовании четкой тенденции сокращения рабочей силы во всех приведенных странах. В Великобритании эта тенденция возникла с момента создания рынка свободной торговли в 1990 году. Она прослеживается уже в 1989 году, после принятия закона об электроэнергии, в котором излагаются рыночные реформы (в предыдущие годы занятость была относительно стабильной). В Австралии сокращение занятости началось в 1992 году, через год после принятия решения о реформировании рынка и внедрении конкуренции. В Норвегии, Швеции и Дании фактический спад занятости обозначился лишь в 1999 году. Это может быть связано с тем, что Финляндия вышла на внутренний скандинавский рынок в 1998 году, а Дания сделала это в два этапа (в 1999 и 2000 годах), тем самым усилив конкуренцию в конце 1990-х. Указанная тенденция подчеркивает важную роль внутреннего рынка в конкуренции в странах Скандинавии. В Финляндии и США развитие, по всей видимости, проходило относительно гладко. В США это может быть следствием того, что первый шаг к конкуренции был сделан уже в 1978 году, а

полномасштабная либерализация началась в различных штатах в разное время. То же доказывают и исследования, в которых утверждается, что до проведения либерализации производительность труда в энергетике США была одной из самых высоких в мире⁴.

В недавно проведенном Европейской Комиссией исследовании, посвященном производительности труда в 15 странах ЕС, делается вывод о том, что в период с 1995 по 2001 год производительность труда в электроэнергетике, газовом секторе и водном хозяйстве увеличивалась на 5,7% в год по сравнению с 3,6% в предыдущие пять лет. В итоге для успешной генерации, транспортировки и реализации все больших объемов электроэнергии стало требоваться меньше людей – и это в период роста объемов производства электроэнергии, в некоторых случаях существенного. Увеличение производительности труда повысило общую эффективность сектора. Но результатом этого развития стали также значимые социальные затраты.

Рис. 3

Занятость в электроэнергетике, газовой отрасли и водном хозяйстве (Показатель: 1990 г. = 100)



Источник: ОЭСР, органы статистики Норвегии, Швеции и Дании

⁴ Joskow, 2003.

Конкуренция также усиливает прозрачность и сама по себе значительно увеличивает стоимость. Одним из последствий традиционной вертикально интегрированной модели стало то, что во многих странах развитие электроэнергетического сектора пошло по пути достижения многих государственных целей. Поскольку все затраты могли перекладываться на потребителей, взимание тарифов за электроэнергию зачастую медленно превращалось в плохо замаскированный сбор налогов. Доходы использовались не только для покрытия затрат на генерацию и транспортировку электроэнергии, но и для перераспределения между различными потребительскими группами и субсидирования разных видов деятельности. В конечном итоге стало трудно отслеживать фактические затраты на выполнение различных правил, что может подорвать экономическую эффективность – или по меньшей мере завуалировать эффективность альтернативных правил. Те участки сектора, в которых сейчас существует конкуренция, лишились гарантий перекладывания всех затрат на потребителей. На новом рынке перекрестное субсидирование между потребительскими группами становится трудно управляемым, а управление субсидированием других видов деятельности должно осуществляться в границах регулируемого сетевого бизнеса. Опыт либерализации рынков показывает, что схемы перекрестного субсидирования становятся все более прозрачными и нередко их вынужденно закрывают по окончании переходного периода. Затраты на субсидирование других видов деятельности, таких как поддержка возобновляемых источников энергии, также стали прозрачнее. Информация, полученная за счет усиления прозрачности, сама по себе увеличивает стоимость; во многих случаях это может привести к повышению эффективности корректировок энергетической политики.

Одно дело – производить товар с меньшими ресурсозатратами, и совсем другое – добиваться этого без ущерба для качества. Один из способов оценки качества – это мониторинг объемов электроэнергии, которые так и не доходят до потребителей. Но информация о качестве электроснабжения в аспекте количества и продолжительности перебоев в электроснабжении редко включалась в систематическую отчетность в соответствии с единообразными определениями. В Великобритании систематический сбор таких данных начался в 2001 году, что совпало с внедрением системы стимулирования повышения качества электроснабжения для операторов распределительных сетей⁵. Исходные данные свидетельствуют о том, что качество электроснабжения (в аспекте

количества перебоев в электроснабжении) в период с 2002 по 2004 год повысилось на 7%. В Австралии вполне обоснованная обеспокоенность качеством электроснабжения возникла, когда после проведения либерализации потребители – в некоторых штатах в определенные годы – пережили большее число перебоев в электроснабжении.

Существует, однако, много причин быть осторожными при установлении связи между показателем качества и результатами деятельности либерализованных рынков. В конечном итоге качество электроснабжения нередко зависит от местных сетей: в большинстве случаев потребителей отключают от энергосети в результате аварий на местных распределительных сетях. Либерализация не изменила работу местных сетей. Регулирование сетей по-прежнему осуществляется так же, как и раньше. Таким образом, качество электроснабжения в действительности не связано с либерализацией, за исключением того, что либерализация зачастую усиливает акцент на сокращение затрат в сфере экономического регулирования местных сетей, что в конечном итоге может привести к ухудшению качества электроснабжения. Поиск путей, позволяющих в краткосрочной перспективе делать акцент на сокращении затрат и при этом в долгосрочной перспективе не причинять ущерб качеству, – такова конкретная задача эффективного экономического регулирования стимулирующего характера. Более того, важно иметь в виду, что последствия некачественного технического энергоснабжения и замены сетей станут очевидны лишь по прошествии долгого времени. На многих рынках возрождается интерес к внедрению конкретных качественных параметров в рамках используемых ими моделей регулирования работы сетей. Так, в Великобритании, Норвегии и Нидерландах такие элементы уже включены в регламентирующую политику.

В различных исследовательских работах предпринимается попытка оценить совокупные выгоды от либерализации. В 1997 году группа исследователей изучила экономические выгоды от либерализации, а также распределение этих выгод на рынке Англии и Уэльса⁶. Они пришли к выводу, что суммарные выгоды соответствуют примерно 5% от общих итоговых затрат на приобретение электроэнергии потребителями. Главным источником выгод стал переход с угольного топлива на природный газ. Исследователи также отметили, что затраты на реструктуризацию были важным элементом уравнения, которое становится особенно значимым при рассмотрении затрат и выгод от коренного преобразования системы, как это произошло на рынке Англии и Уэльса в 2001 году.

⁵ Европейская Комиссия, 2004b.

⁶ Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам Великобритании, 2004.

В ряде исследований, опубликованных в Австралии, дается оценка выгод от создания Национального рынка электроэнергии. В работе «Обеспечение энергетического будущего Австралии», представляющей собой документ, составленный в 2004 году правительством Австралии, ежегодные выгоды от формирования Национального рынка электроэнергии оцениваются в 1,5 миллиарда австралийских долларов⁷. В ходе крупного общегосударственного исследования Национального рынка электроэнергии, проведенного в 2002 году, Совет австралийских правительств предложил внести различные изменения. По оценкам Совета, такие изменения принесут дополнительные *выгоды*, ежегодная величина которых в период с 2005 по 2010 год будет составлять порядка 2 миллиардов австралийских долларов⁸.

Центр содействия развитию энергетических рынков, являющийся североамериканской общественной организацией, недавно произвел оценку выгод от внутреннего энергетического пула PJM, используя данные о сокращении затрат и повышении эффективности в период с 1997 по 2002 год. В 2002 году эти выгоды оценивались в 3,2 миллиарда долларов США, что примерно соответствует 15% от затрат на потребление электроэнергии в том же году. Согласно расчетам Центра содействия развитию энергетических рынков, в будущем чистая приведенная стоимость аналогичных выгод составит 28,5 миллиарда долларов США. Кроме того, выгоды будут реализованы за счет улучшения динамической эффективности, которая может оставаться на высоком уровне в течение более длительного времени благодаря в том числе использованию новых подходов к принятию инвестиционных решений⁹.

В рабочем документе, недавно опубликованном ОЭСР, вкратце излагаются результаты написанной ОЭСР работы под названием «Выгоды от либерализации товарных рынков и уменьшения барьеров для международной торговли и инвестиций на примере Соединенных Штатов Америки и Европейского Союза» (The benefits of liberalising product markets and reducing barriers to international trade and investment: The case of the United States and the European Union)¹⁰. В исследовании производится анализ эконометрического и общего равновесия с целью оценки годовых выгод в аспекте прироста ВВП на душу населения. Авторы исследования оценили только статические выгоды от роста торговли и улучшения качества распределения ресурсов, признавая при этом, что

7 ESAA, 2002 и 2004.

8 Newbery & Pollit, 1997.

9 Правительство Австралии, 2004.

10 Обзор энергорынка, подготовленный Советом австралийских правительств, 2002.

динамические выгоды от активизации инновационных процессов также могут принести значительные выгоды. Предметом анализа являются несколько регулируемых секторов, в том числе электроэнергетика. К тому же отмечается, что именно в электроэнергетическом секторе действуют наиболее строгие правительственные ограничения на торговлю и инвестиции, а следовательно, электроэнергетика обладает наибольшим потенциалом развития. В данном документе Австралия приводится в качестве эталонной страны, имеющей передовой опыт в электроэнергетике. Суммарные статические выгоды по всем секторам оцениваются на уровне 1-3% от ВВП в США и 2-3,5% в ЕС, в зависимости от применяемого аналитического подхода.

Небесполезно сравнить деятельность вертикально интегрированных коммунальных компаний, регулируемую государством, с деятельностью конкурентных рынков электроэнергии исходя из нынешнего функционирования электроэнергетических секторов. Возможно, однако, что важнее оценить деятельность либерализованных энергорынков в контексте предполагаемого будущего электроэнергетических секторов. Статические показатели, обсуждавшиеся выше, не отражают степень готовности к обеспечению будущих потребностей. Электроэнергетические системы будущего, вероятно, претерпят существенные изменения. На либерализованных рынках усилен акцент на риски и капитальные издержки. В результате увеличивается спрос на менее капиталоемкие и более гибкие генерирующие технологии, которые можно создавать постепенно, ступенчато. Ускоренное развитие технологии использования парогазовых установок (ПГУ) хорошо обеспечивает эти потребности и наглядно иллюстрирует изменения, происходящие в секторе.

В то же время расширился спектр принимаемых постановлений по энергетической политике, направленных на решение проблем охраны окружающей среды и изменения климата, что уже смещает акцент на менее масштабные технологии распределенной генерации, такие как использование энергии ветра и другие¹¹. С другой стороны, по всей видимости, возрождается интерес к очень крупным атомным электростанциям, в частности под влиянием будущих затрат на сокращение выбросов парниковых газов. Что же касается потребителей, то новые технологии и новый рыночный механизм позволяют им участвовать в процессе принятия решений. В целом электроэнергетические системы будущего, вероятно, станут разнообразнее с точки зрения используемых технологий и размера установок и в них будет представлено много небольших распределенных ресурсов.

11 ОЭСР, 2005.

Электроэнергетическая система будущего, которая будет иметь более разнообразный портфель технологий и пользоваться выгодами от активизации сотрудничества и торговли, требует очень динамической структуры. Рынки и работа системы должны быть организованы так, чтобы все ресурсы получали возможность взаимодействовать с электроэнергетической системой таким образом, чтобы потребители и владельцы генерирующих объектов получали лучшие результаты. Для этого необходимо, чтобы все затраты и выгоды, связанные с каждой технологией, распределялись должным образом для грамотного стимулирования создания однородной конкурентной среды. Скорее всего, наиболее оптимальным способом решения указанной проблемы в будущем является такая организация рынка, в основе которой лежит стимулирование в процессе конкуренции. Это позволит вовлечь в конкуренцию большее число участников рынка. В традиционной вертикально интегрированной плановой системе решения принимаются централизованно и взаимодействие между участниками возможно только по решению самой коммунальной компании.

Рыночная либерализация – это процесс, а не событие

Перспективы создания рыночных организаций, эффективно достигающих своей цели, во многом зависят от отправной точки в каждой стране. В Австралии не было таких организаций, которые можно было бы использовать для создания Национального рынка электроэнергии. Потребовался новый оператор национальной системы электропередачи – NEMMCO (National Electricity Market Management Company), а также создание других необходимых рыночных организаций. Формирование рынков в штатах Новый Южный Уэльс и Виктория в 1994 году было важным шагом, и появившиеся в результате рыночные организации извлекли выгоду из этих первых мероприятий. Тем не менее с момента принятия в 1991 году окончательного решения о проведении либерализации до создания рынка свободной торговли в 1998 году прошло восемь лет. Калифорнийский рынок формировался из совершенно новых организаций. В северо-восточных штатах США сотрудничество в энергетическом пуле PJM началось еще до создания рынка. В Норвегии рынок строился на сотрудничестве между норвежскими коммунальными компаниями. Этот механизм действовал начиная с 1971 года. Энергетический пул Англия–Уэльс использовал системы управления, уже действовавшие в коммунальной организации Central Electricity Generating Board. В целом подготовительный этап, предшествовавший созданию рынков свободной

торговли в Норвегии, энергетическом пуле PJM, а также в Англии и Уэльсе, был гораздо менее длительным.

Столкнувшись с новыми проблемами и новыми нуждами, все эти рынки подверглись существенным изменениям. В 2001 году весь рынок Англии и Уэльса был кардинально преобразован спустя 11 лет после его создания. В Австралии в 2002 году было проведено крупное исследование рынка, которое также привело к ряду изменений, но не к коренной реструктуризации. На рынках Норвегии и в энергетическом пуле PJM проблемы и нужды возникают постоянно, зачастую они связаны с вопросами сотрудничества между юрисдикциями. Из этого необходимо извлечь важный урок: успех либерализации не зависит от того, удастся ли нам в первый же день найти идеальную модель. Изменения должны быть ожидаемыми, и ими необходимо грамотно управлять. Однако важным фактором дальнейшего расширения границ рынка становятся затраты как самих рыночных организаций, так и участников рынка на осуществление этих изменений.

Увеличение рыночной прозрачности в настоящее время признается очень действенным средством обеспечения непрерывного рыночного развития, стремящегося к усилению конкуренции, совершенствованию рыночной структуры и повышению эффективности рынков. Общедоступные – и легкодоступные – тарифы позволяют сразу же выявить признаки злоупотреблений рыночной властью. Прозрачность в устранении перегрузок в передающих системах нередко вскрывает проблемы более глубинного пласта; прозрачность в управлении работой системы в режиме реального времени позволяет лучше понять реальные затраты на оказание данных услуг. При наличии хороших базовых рыночных структур, обеспечивающих независимое управление работой систем и независимое руководство, трудности, вытекающие из прозрачности, могут привести к изменениям, которые улучшат функционирование рынка.

В ходе анализа преобразований, осуществляемых на тех либерализованных рынках, которые существуют дольше других, было обнаружено, что они проходят разные стадии, которые, скорее всего, станут частью процесса либерализации. Первая стадия – подготовительная: трудные и осторожные политические переговоры, законодательство и проектирование рынка неизбежны, а иногда и желательны. Необходимо развитие технической инфраструктуры и систем управления, а также создание организаций, которые будут их эксплуатировать. Эту стадию можно сократить, если структуры, поверх которых можно надстраивать, уже существуют. Следующая стадия – развитие и окончательное формирование рынка.

В первые годы после своего создания некоторые рынки сталкивались с проблемами злоупотребления рыночной властью, которые приходилось решать путем преобразования рыночной структуры, а также посредством юридических действий. Развитие конкуренции в результате выхода на рынок новых участников – это тоже обычное явление. Большинство рынков переживает своего рода кризис, который в конечном итоге оказывается испытанием рынка на прочность. Происходит медленное, но верное усиление роли потребителя в определении принципиальной структуры сектора.

На сегодняшний день ни про один рынок нельзя сказать, что он прошел эту переходную стадию. Скорее всего, следующая стадия будет характеризоваться непрерывным циклом развития, в котором определяющая роль будет отведена портфелю генерирующих объектов. Этот цикл можно назвать «инвестиционным» или «бизнес-циклом», в ходе которого рынки могут переживать периоды избытка мощности и периоды более напряженного баланса между спросом и предложением. Вероятно также, что до окончания полного бизнес-цикла (то есть до момента закрытия старых электростанций и их замены новыми) рыночные правила будут испытывать на себе постоянное давление. В действительности, полный процесс либерализации – от создания рынка до его укрепления и относительной стабилизации, вероятно, займет от 10 до 20 лет, а возможно, он продлится даже до окончания срока эксплуатации существующих активов.

Из обсуждения опыта либерализации и рыночных показателей в предыдущем разделе ясно, что имеет смысл считать либерализацию рынка электроэнергии событием. Сложно (и даже невозможно) зафиксировать нынешнее состояние рынка и использовать его в качестве доказательства успеха или неудач. Также понятно, что интенсивность необходимого политического участия не ограничивается ни принятием решения о проведении либерализации, ни завершением законодательной работы по созданию рыночного механизма. Мониторинг, надзор и принятие решений правительствами и регулирующими органами останется необходимым аспектом в определении развития электроэнергетического сектора в будущем. Участники рынка будут, как и раньше, забегать вперед и реагировать на возникающие в электроэнергетике политические, экономические и нормативно-правовые риски. Ряд примеров свидетельствует о том, что в различных узловых точках развития рынка сигналы сильной политической поддержки могут вызвать необходимые ответные реакции рынка.

Другие примеры, напротив, демонстрируют, как слабое политическое вмешательство, которое было задумано как временное, подорвало веру в оказание долгосрочной политической поддержки функционированию рынка. Одним из показательных примеров служит временное установление верхнего предела розничных тарифов в Онтарио для защиты потребителей от высоких тарифов, являющихся последствием напряженного баланса между спросом и предложением. Вмешательство увеличило неопределенность, а это, в свою очередь, замедлило привлечение инвестиций и еще больше нарушило баланс. Поэтому необходимой реакции рынка в виде создания новых генерирующих мощностей – которое, скорее всего, позволило бы решить проблему – так и не последовало¹². Сигналы готовности к вмешательству вполне могут иметь обратный эффект.

Распространение выгод от либерализации

Либерализация рынков электроэнергии предполагает нечто гораздо большее, чем просто финансирование построения правильной модели. Причиной действительно трудной борьбы в ходе политических переговоров, связанных с процессом либерализации, по большей части являются трения, возникающие между различными группами общественности. Неэффективность традиционных вертикально интегрированных систем объясняется главным образом выгодами (взимаемой платой) или субсидиями, которые традиционно получают различные указанные группы. Взимание этой платы приносит убытки обществу, но получатели таких платежей и субсидий видят в потенциальных убытках от взимания платы фактические убытки, что вполне закономерно. Когда выгоды распределены между крупными группами, а убытки сконцентрированы в небольших, но влиятельных группах, это еще больше усложняет политические условия ведения переговоров. В разных странах эти условия различны, они зависят от отправной точки, а также от главных характеристик каждой электроэнергетической системы.

В краткосрочной перспективе наиболее очевидными «носителями убытков» являются те компании, которые неожиданно подвергаются сильному давлению со стороны конкурентов. В странах, где большинство коммунальных компаний в период проведения либерализации находилось в собственности государства, большой проблемы это не представляло. В Англии, Уэльсе и Австралии на момент приватизации коммунальных

¹² Этот пример более подробно описывается и обсуждается в опубликованной МЭА

работе «Инвестиции в генерацию электроэнергии на энергорынках» (PowerGeneration Investment in Electricity Market). МЭА, 2003а.

компаний механизм конкуренции был уже довольно хорошо известен. В странах Скандинавии, штатах Новый Южный Уэльс и Квинсленд в Австралии по-прежнему сохраняется большая доля государственной собственности. На многих рынках, развивающихся более медленными темпами, нежелание коммунальных компаний, являющихся лидерами отрасли, эффективно разграничить системные операции является серьезным препятствием для развития. В США, Испании и Дании важную роль играли также меры по возмещению так называемых некупаемых затрат. Представители компаний утверждали, что они принимали инвестиционные решения, опираясь на механизм регулирования, – решения, которые в рамках механизма конкуренции не принесли бы выгоды и в связи с этим нуждаются в компенсации. В энергетическом пуле PJM возмещение некупаемых затрат было одной из главных причин введения «обязательства по мощностям», позволяющего генерирующим компаниям-лидерам отрасли добиваться компенсации затрат для всех генерирующих активов, созданных до проведения либерализации (обсуждается далее в Главе 5). В Испании была введена сложная компенсационная система, компенсационный тариф за участие в конкуренции, который стал связующим звеном между конкуренцией и уровнем рыночных цен и при этом фактически искажил функционирование рынка. В Дании затраты коммунальных компаний-лидеров отрасли возмещались путем выплаты фиксированной суммы в течение десяти лет потребителями электроэнергии.

Различные сегменты рабочей силы, занятой в электроэнергетическом секторе, представляют еще одну влиятельную группу, которая идет на верное поражение в либерализации – по крайней мере в краткосрочной перспективе. В связи с тем, что сектор был перенасыщен трудовыми ресурсами или изменения в секторе требуют изменений в составе персонала, некоторые сотрудники близки к потере работы. В усилении динамичности сектора, как правило, видят большую угрозу для большинства работников. Естественным последствием является то, что профсоюзы и другие представители рабочей силы редко выступают в поддержку процесса либерализации.

Во многих странах различные группы потребителей также выступили против либерализации рынка электроэнергии. Крупнейшие промышленные потребители нередко имеют самые выгодные контракты на условиях низких тарифов в рамках отраслевой политики. Бытовые потребители иногда тоже получают льготные тарифы в том смысле, что, хотя они и платят больше остальных групп, этого недостаточно для полного покрытия затрат на управление мелкими потребителями. В результате наибольшие выгоды от либерализации зачастую получают средние промышленные и

коммерческие потребители, а также потребители в сфере услуг. Крупные промышленные потребители нередко пытались выступить за пролонгацию льготных долгосрочных контрактов. В Норвегии в данном рыночном сегменте в самом начале либерализации были предложены льготные долгосрочные контракты. Сейчас срок действия этих контрактов истекает, и политиков настойчиво призывают продлить их действие.

Еще одна проблема, которая становится очевидной в контексте разукрупнения и прозрачности, – это перекрестное субсидирование различных классов потребителей, зависящее от их готовности платить за бесперебойное электроснабжение. Сильный акцент на поставщиках в вертикально интегрированном секторе, возможно, был предпочтительным последствием для потребителей, которые придают очень важное значение бесперебойному и высококачественному электроснабжению. Нередко бесперебойное снабжение электроэнергией играет решающую роль в деятельности этих поставщиков. В вертикально интегрированной системе обеспечивается такая надежность энергоснабжения, а затраты распределяются между всеми потребителями. На либерализованном рынке потребители имеют возможность потреблять, а следовательно, и возможность не потреблять, если цены на электроэнергию превышают ту стоимость, которую им приносит энергоснабжение. В результате складывается ситуация, в которой потребители, которым электроснабжение приносит очень высокую маржинальную стоимость, вынуждены оплачивать счета самостоятельно. На сегодняшний день указанное перекрестное субсидированное создало лишь небольшие трудности, но в будущем, когда нестабильность цен на электроэнергию возрастет, возможна более решительная реакция.

В некоторых странах, где технология генерации электроэнергии использует собственные природные ресурсы (например, водные ресурсы или дешевое топливо), большая часть выгод от либерализации связана с повышением эффективности использования этого сравнительного преимущества на нерегулируемом рынке. Источником таких выгод может быть, в частности, перераспределение ресурсов от потребителей вообще владельцам генерирующих объектов. Либерализация и нерегулируемые рынки позволяют местным генерирующим компаниям продавать электроэнергию участникам более крупного рынка, а более крупному рынку они дают возможность извлекать выгоду из использования более качественной технологии. В результате крупный рынок получает более высокие экономические результаты, но на местном рынке выгоды может извлекать только электрогенерирующая компания. В Норвегии в основе льготных контрактов, которые ранее предлагалось заключить

крупнейшим потребителям электроэнергии, лежала доступность дешевых гидроресурсов. Теперь, после создания нерегулируемых рынков, эти ресурсы, напротив, можно продать по более высоким ценам на соседних рынках с чистой выгодой для норвежской экономики и с выгодой для норвежских генерирующих компаний, но, возможно, в ущерб конкурентоспособности крупных энергоемких отраслей.

В процессе либерализации интересы многих групп оказываются под угрозой. Давление со стороны этих групп является обычным атрибутом политической ситуации, и его необходимо учитывать при разработке окончательного комплексного решения. Однако если решениям в области социальных инвестиций и перераспределения будет позволено искажать эффективность функционирования конкурентного рынка, то конечный положительный результат, приносящей чистую экономическую выгоду, окажется под угрозой.

КОНКУРЕНЦИЯ – ЭТО «ТОПЛИВО» ДЛЯ ЭФФЕКТИВНЫХ РЫНКОВ

Цель либерализации рынка электроэнергии – создание выгод за счет введения стимулирующих мер для повышения эффективности и активизации инновационных процессов. Эффективные стимулы создаются благодаря внедрению конкуренции между участниками рынка. Из-за конкуренции участники рынка подвергаются риску утраты доли на рынке или даже банкротства, если их деятельность будет недостаточно эффективной или прогрессивной. Но конкуренция также вознаграждает за принятие риска и превосходство над конкурентами. Неудачные попытки внедрить эффективную конкуренцию могут перечеркнуть выгоды от либерализации, сведя на нет повышение эффективности, а возможно, даже понизив эффективность. Кроме того, злоупотребление рыночной властью имеет недопустимые последствия для распределения финансовых средств и капитала.

Концепция *полной* либерализации рынка электроэнергии заключается во введении конкуренции и права выбора в максимальном количестве звеньев цепочки создания стоимости: от генерации до потребления электроэнергии. В различных странах были предприняты разные шаги по прохождению различных стадий процесса либерализации. В некоторых странах первым естественным шагом стало создание возможностей конкуренции между независимыми производителями электроэнергии и коммунальными компаниями, являющимися лидерами отрасли. Примером служит принятый в США Закон о регулировании коммунальных энергокомпаний. В других странах концепция права выбора поставщика внедрялась в несколько этапов, то есть свобода выбора поставщика предоставлялась потребителям электроэнергии поэтапно, со временем в зависимости от объемов потребляемой ими электроэнергии.

Конкуренция может быть введена на большинстве участков цепочки создания стоимости, за редкими исключениями. Местные сети являются естественными монополиями, и даже если бы передающие сети в принципе могли конкурировать с генерирующими, они во многом по-прежнему являются регулируемыми монополиями. Таким образом, деятельность передающих и распределительных сетей в значительной мере остается объектом регулирования, а эффективность инвестиций и деятельности этих сетей зависит от качества экономического регулирования и предлагаемых им стимулов.

Классическая структура коммунальной энергокомпании такова: это вертикально интегрированная организация, которая нередко находится в собственности государства. Внедрение конкуренции происходит путем разложения этой структуры на составные части. Необходимо определить те сегменты, которые могут активно участвовать в конкуренции, и те виды деятельности, которые должны оставаться объектом регулирования. После разукрупнения обмен информацией и сотрудничество внутри бывших вертикально интегрированных компаний должно быть вытеснено другими структурами, что даст возможность существования и оптимизации необходимого сотрудничества под воздействием стимулирующих мер, что принесет продуктивные результаты. Роспуск вертикально интегрированных коммунальных компаний и создание новых структур требует детального структурирования управления и сильной законодательной поддержки. И наконец, теперь, когда вертикально интегрированные компании были вытеснены конкурентными рынками, необходим непрерывный мониторинг уровня конкуренции.

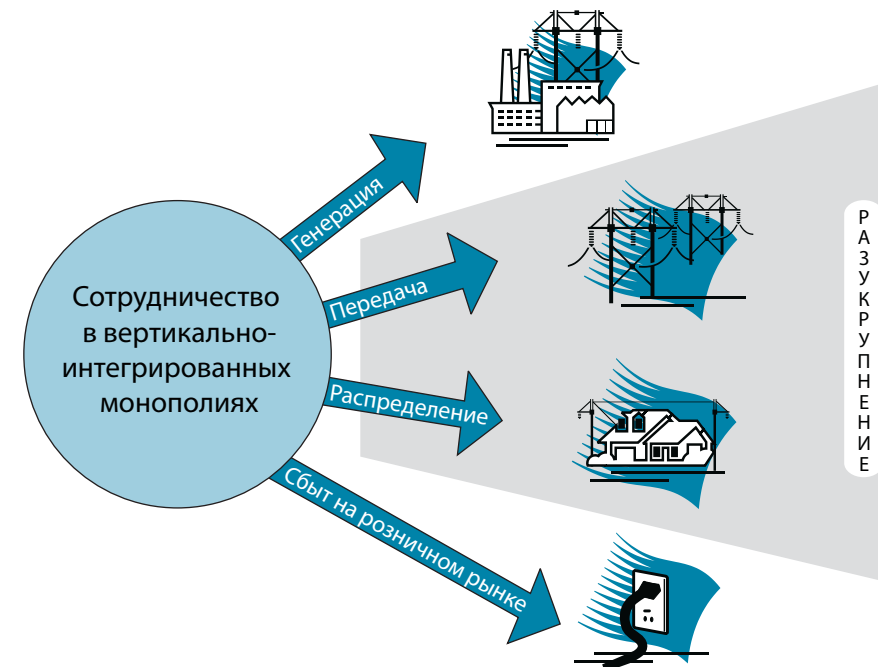
Конкурентные рынки вытесняют вертикально интегрированные коммунальные компании

Для внедрения конкуренции необходимо в первую очередь отделить естественно-монопольную сетевую деятельность от всех остальных видов деятельности или произвести разукрупнение. Если генерирующая компания, являющаяся лидером отрасли, или энергосбытовая компания сохранит контроль над аффилированной сетью и сможет запрещать или ограничивать доступ к этой сети генерирующим или энергосбытовым компаниям-конкурентам, сетевая монополия может быть превращена в эффективную монополию на всей протяженности цепочки создания стоимости. По этой причине эксплуатация передающих и распределительных сетей должна осуществляться отдельно от генерации и сбыта электроэнергии (рис. 4). Несмотря на кажущуюся возможность медленно «подремонтировать» вертикально интегрированную отрасль в несколько этапов, в действительности самый первый шаг к построению конкурентного рынка – это большой шаг, фактически представляющий собой принятие решения о разукрупнении.

Главной задачей в области передачи электроэнергии является обеспечение всем генерирующим компаниям равных возможностей выдачи электроэнергии в передающую сеть, а всем потребителям – равные возможности «извлечения» электроэнергии. Ввиду того что хранение

Рис. 4

Новая модель построения электроэнергетического сектора



электроэнергии не может быть экономным, для сохранения качества электроснабжения требуется поддержание баланса между потреблением и генерацией в каждый момент времени. В настоящее время экономически выгодной технологии для автоматизированного решения данной задачи не существует. Альтернативным вариантом является создание системного оператора, осуществляющего эксплуатацию передающей системы и тем самым поддерживающего баланс между спросом и предложением на всех участках электроэнергетической системы. Централизованное управление работой системы – это необходимая естественно-монопольная функция, которая также должна быть полностью отделена от генерации, торговли и сбыта электроэнергии.

Центральный орган, отвечающий за управление работой системы, будет осуществлять руководство на стыке рынка и фактических материальных показателей. В действительности, эффективное управление работой системы должно являться обязательной частью мер финансового стимулирования на либерализованных рынках. Обеспечивая работу системы путем сохранения баланса между спросом и предложением в режиме реального времени, системный оператор создает нечто

напоминающее общественные блага. Но создание этих общественных благ основано на рациональных действиях отдельных участников рынка. От них можно ожидать эффективной ответной реакции, только если действия отдельных участников совершаются заблаговременно и могут быть оценены для принятия соответствующих мер. Таким образом, системный оператор должен иметь полное представление о генерации и потреблении, а этого можно добиться только путем установления очень широкого набора правил взаимодействия генерирующих, сбытовых, трейдинговых компаний и потребителей с электроэнергетической системой. В терминологии европейской директивы о рынке это обозначено как «регулируемый доступ третьей стороны». На других рынках, например в США и Австралии, это называется «свободным доступом». К некоторым наиболее важным проблемам относится разработка правил отчетности и установления схем генерации, торговли и потребления в сравнении с фактическими материальными показателями.

Однако надежная работа электроэнергетической системы имеет огромное количество нюансов. В действительности их так много, что предписание правил для каждого конкретного случая взаимодействия невозможно. Поэтому системные операторы по-прежнему сохраняют за собой определенные дискреционные полномочия, несмотря на осторожные попытки регулирования сетевого доступа. Кроме того, разработка многих детализированных правил возможна только после испытания системы в условиях эксплуатации и при возникновении реальных проблем. Решающую роль приобретает то, что системные операторы пользуются правильными мерами для обнаружения этих проблем и способствуют их решению, усиливая, а не сдерживая конкуренцию. Как следствие, во многих странах, где системный оператор появился в результате разукрупнения бывшей вертикально интегрированной компании, обнаружилась конкретная проблема. В основе первого набора правил зачастую лежат старые привычки и принципы, разработанные в прошлом для обеспечения потребностей лидера отрасли. Поэтому данные правила нередко покровительствуют лидеру отрасли, по меньшей мере отчасти. Чтобы внести свой вклад в развитие конкурентного рынка, у системного оператора должен быть стимул для работы над усовершенствованием правил, создающих действительно однородную конкурентную среду для всех участников рынка с учетом затрат, которые могут повлечь за собой эти изменения.

Сотрудничество между системными операторами соседних стран также играет важнейшую роль в развитии торговли между соседними

юрисдикциями. Такое развитие опять же возможно только в том случае, если у всех задействованных системных операторов будут стимулы для сотрудничества. Переговоры об основных правилах и принципах трансграничной торговли могут вестись между политиками и представителями регулирующих органов в различных юрисдикциях. Но искать способы управления фактическим текущим сотрудничеством всегда должны именно задействованные системные операторы. Обеспечить стимулы для работы над созданием эффективного рынка с по-настоящему однородной конкурентной средой и эффективным сотрудничеством между граничащими юрисдикциями могут только действительно независимые системные операторы, деятельность которых эффективно регулируется государством.

На рынках, переживающих период либерализации, применялось несколько подходов к разукрупнению передающих сетей и системных операторов. Несмотря на то что разные рынки в некоторой степени шли своим путем, каждый из них должен был решить основные вопросы в двух областях. Первая область: нужно ли оставлять передающие сети и управление работой системы в руках одних и тех же собственников? Второй вопрос касается формы разукрупнения с точки зрения собственности и степени независимости.

По первому вопросу Северная Америка и Австралия приняли решение о формировании независимых системных операторов (НСО), но передающая инфраструктура осталась в собственности предыдущих владельцев. Большинство европейских стран объединило собственность на передающие сети и управление работой системы «под крышей» операторов передающих систем (ОПС). У обоих решений есть свои плюсы и минусы. В случае НСО, когда управление работой системы и передача электроэнергии разграничены, было проще создать действительно независимых системных операторов, работающих в нескольких юрисдикциях. Немаловажно, что раздельная собственность на передающие сети также упрощает разработку механизма конкуренции для инвестиций в передачу электроэнергии, особенно учитывая то, что инвестиции в передающие активы могут стать альтернативой инвестициям в генерацию электроэнергии. Еще важнее, вероятно, другое: полное разделение (при котором функции устанавливаются законодательством, правилами и контрактами), как правило, усиливает прозрачность. Задача здесь состоит в том, чтобы создать руководящие и регулирующие структуры, которые обеспечат взаимодействие между системными операторами и собственниками передающих сетей, необходимое для организации надежного

и эффективного управления. Оказалось непросто эффективно распределить все обязанности, особенно когда речь идет о более детальных аспектах управления работой системы. Особенно сложной задачей является устранение перегрузок.

В Европе аргументом в пользу ОПС служит то, что планирование в области передачи электроэнергии и собственность на передающие сети являются неотъемлемыми составляющими системы и функционирования рынка. В данном случае задача заключается в создании таких руководящих и регулирующих структур, которые обеспечат прозрачность и эффективность инвестирования и управления работой системы и не будут способствовать привлечению инвестиций в передачу электроэнергии за счет инвестиций в генерацию и наоборот. В целом в Европе прогресс в создании активных рынков, поддерживающих эффективную трансграничную торговлю, идет медленно. Причина, возможно, кроется в том, что еще не решена вторая задача – обеспечение достаточной независимости и стимулов для европейских ОПС в целях целенаправленного рыночного развития. Одним словом, плюсы и минусы НСО и ОПС заключаются в том, что НСО увеличивают прозрачность, но, возможно, за счет согласованности, а ОПС обеспечивают согласованность, но, возможно, за счет прозрачности.

Необходимо отметить, что независимо от применяемого подхода к управлению работой системы собственность на передающие сети является важным потенциальным источником злоупотреблений рыночной властью. Когда собственники передающих сетей имеют крупные доли участия в других звеньях цепочки создания стоимости, стимулы для инвестирования в передачу электроэнергии могут искажаться.

В области собственности и уровня разукрупнения подходы, применяемые странами-членами МЭА, еще более разнообразны. К ним относятся примеры частной и государственной собственности, а также различные уровни разукрупнения. Европейская Комиссия публикует ежегодные отчеты об эталонном анализе развития внутреннего европейского рынка и исполнения европейской директивы о рынке. В этих отчетах вводится терминология для уровней разукрупнения, которые классифицируются на разукрупнение собственности, юридическое разделение, раздельное ведение бухгалтерского учета и раздельное управление. Разукрупнение собственности и юридическое разукрупнение рассматриваются Комиссией как соответствующие директиве о рынке¹³.

¹³ Европейский Союз, 2003а.

Таблица 1

Модели разделения видов деятельности системы передачи электроэнергии

	Оператор передающей системы (ОПС)	Независимый системный оператор (НСО)	Собственник передающей сети (СПС)
Образованный в результате разукрупнения собственности (находящийся в собственности государства)	Дания, Норвегия, Швеция	Австралия	шт. Новый Южный Уэльс (Австралия), шт. Квинсленд (Австралия)
Образованный в результате разукрупнения собственности (находящийся в частной собственности)	Великобритания, Финляндия	Северо-восточные штаты США	шт. Южная Австралия, Виктория (Австралия)
Юридическое или функциональное разукрупнение (находящийся в частной собственности)			Северо-восточные штаты США

Каждый из описанных выше подходов имеет свои достоинства и недостатки (табл. 1), но у них есть общая черта: благодаря использованию каждого подхода удалось добиться необходимой степени независимости от других отдельных участников рынка – независимости, которую редко оспаривают. В Великобритании и Австралии, а также в энергетическом пуле PJM и на рынке Скандинавии все системные операторы уже подверглись разукрупнению собственности. Можно усомниться в том, действительно ли все системные операторы были разукрупнены, если правительства до сих пор остаются собственниками крупных коммунальных энергокомпаний, работающих на конкурентных участках сектора, как, например, на рынке Скандинавии. Аргументом в пользу государственной собственности может быть обеспечение того, чтобы главной задачей системного оператора было повышение

общественного благосостояния. Однако в действительности государственная форма собственности может усложнить создание четких стимулов для эффективного и своевременного инвестирования.

Следующая задача после создания независимых системных операторов – это обеспечение необходимого сотрудничества между субъектами, находящимися в соседних юрисдикциях для полной реализации выгод от трансграничной торговли. Успешное сотрудничество также будет свидетельствовать о степени независимости сотрудничающих системных операторов. Федеральное правительство Австралии и правительства штатов наиболее радикально подошли к содействию сотрудничеству между системными операторами: они создали единого независимого национального системного оператора – NEMMCO. Энергетический пул PJM также развивался в соответствии с концепцией, согласно которой расширение рынка предполагает расширение унифицированного управления работой системы. Системные операторы на рынке стран Скандинавии являются отдельными компаниями, но они входят в ассоциацию Nordel, которая служит форумом для согласования правил, регулирующих торговлю и сотрудничество. Ассоциация Nordel сыграла важную роль в содействии развитию рынка стран Скандинавии в направлении укрепления интеграции путем унификации правил. В Европе системные операторы организованы как Европейские операторы передающих систем (ЕОПС), чья общая цель – содействие развитию внутреннего европейского рынка. Многие рабочие вопросы физического сотрудничества в синхронизированной системе материковой Европы решаются через Союз по координации передачи электроэнергии. В Северной Америке похожую роль играют региональные советы по надежности, являющиеся членами Североамериканского совета по надежности.

Когда речь идет о разукрупнении местных распределительных сетей, главной задачей является обеспечение независимости в отношении энергосбытовых компаний. Необходима эффективная система для того, чтобы помочь потребителям беспрепятственно и легко перейти на нового розничного поставщика электроэнергии, а также создать однородную конкурентную среду для всех энергосбытовых компаний. Европейская Комиссия использует для разукрупнения местных распределительных сетей тот же стандарт, что и для передающих сетей (то есть разукрупнение собственности, юридическое разукрупнение, функциональное разукрупнение или

раздельное ведение бухгалтерского учета). Лишь в немногих странах, например в Новой Зеландии, разукрупнение собственности на местные сети является обязательным требованием. Законопроекты о разукрупнении собственности на местные сети обсуждаются и в парламенте Дании. Однако юридическое или функциональное разукрупнение является обязательным в странах Скандинавии, в Великобритании, в штатах Пенсильвания, Нью-Джерси и Мэриленд (PJM), а также в штатах и территориях Австралии, представленных на Национальном рынке электроэнергии. В нескольких странах, которые не требуют разукрупнения собственности, продолжаются дискуссии о заявленном перекрестном субсидировании и ограничениях регулируемого доступа третьей стороны в однородной конкурентной среде. Ряд соображений, связанных с управлением, дает основания оспорить независимость местных сетей и, в частности, необходимость управлять переходом потребителей на новых поставщиков, статистическими данными о нагрузке, а также потребителями, которые принимают решение оставить старого поставщика.

Одного разукрупнения недостаточно, чтобы подготовить почву для конкурентного рынка. Несмотря на то что общие функции разукрупненных участников рынка хорошо известны, детальное распределение задач и обязанностей имеет определяющее значение для преобразования разукрупненного рынка в конкурентный. Управление работой электроэнергетической системы осуществляется в виде ряда операций и последовательностей планирования во времени с учетом доступных ресурсов, нужд и ограничений. После разукрупнения эти основополагающие особенности остаются неизменными, и необходимо тщательное распределение задач и обязанностей для обеспечения выполнения всех необходимых действий. Некоторые ограничения, операции и последовательности планирования, которые важны в управлении работой системы, приведены на рис. 5. Между решением об инвестировании в создание новых генерирующих, передающих мощностей и топливной инфраструктуры и окончательным вводом системы в строй лежит несколько последовательностей планирования. Отсюда необходимость сотрудничества между участниками отрасли в текущем порядке для обеспечения эффективности всех этих шагов. Прозрачность и свободный поток важной информации являются определяющими инвестициями в обеспечение необходимой согласованности.

Рис. 5

Сроки планирования и деятельности



Как показано на рис. 5, последовательность планирования начинается за несколько лет до ввода в эксплуатацию. Необходимо построить новые генерирующие объекты и сети, которые должны иметься в наличии, когда в них возникнет необходимость, а планирование строительства должно осуществляться на столько лет раньше, сколько требуется для проектирования и строительства нового оборудования. Позднее необходимо закупить топливо для генерирующих объектов и произвести техническое обслуживание действующего оборудования; и о том, и о другом следует позаботиться заранее. Ближе к моменту ввода в эксплуатацию в системе должна начаться подготовка к учету основного массива фактических краткосрочных данных. Движение спроса на электроэнергию обычно принимает форму суточных циклов, отражающих погоду, день недели и время года. Таким образом, при анализе способности передающей системы осуществлять транспортировку электроэнергии должны учитываться все возможные конфигурации потребления и генерации. Обязательно проведение тщательного анализа надежности и оптимизации работы системы, а на расчеты требуется время. Кроме того, людские ресурсы ограничены, а труд персонала, который необходимо привлечь к сверхурочной работе, является особенно дорогостоящим. Учитывая суточный цикл энергопотребления и ограничения, связанные с расчетами и персоналом, цикл планирования и оптимизации «на сутки вперед» является обычным решением во многих системах.

По окончании суточного цикла планирования принимается большинство решений, регулирующих основную массу операций. Но многое все еще может измениться или не получиться. Необходимо наличие ресурсов для управления неожиданными изменениями спроса и предложения. На

многих теплоэлектростанциях обычного типа для пуска из полностью обесточенного состояния требуется от шести до восьми часов; на атомных электростанциях это происходит дольше, а ПГУ можно запустить быстрее. Время ввода в эксплуатацию зачастую определяет последнюю возможность обеспечить потребность в системных резервах. За несколько минут до фактического начала эксплуатации необходимо сбалансировать спрос и предложение. Чтобы это было сделано эффективно, необходимо учесть лимиты линейных ускорений и замедлений в использовании различных генерирующих технологий. В ходе эксплуатации система должна быть подготовлена к реагированию на перегрузки: чтобы реакция на неожиданности была действенной, должны существовать резервы для регулирования частоты, а генераторы должны иметь мощности для пуска из полностью обесточенного состояния.

Список операций и временных последовательностей иллюстрирует некоторые ключевые моменты планирования и эксплуатации электроэнергетической системы. Но это далеко не исчерпывающий список. Важно то, что после разукрупнения эти ключевые моменты остаются неизменными. Таким образом, все обязанности должны быть соответствующим образом распределены между системным оператором и участниками рынка; к средствам делегирования ответственности относятся законодательство, регулирование и проектирование рынка. Следующая задача – это создание организационной инфраструктуры, облегчающей осуществление всех операций, необходимых для выполнения обязанностей, при одновременном соблюдении ограничений. Особенно важно, чтобы все участники отрасли знали точные обязанности системного оператора. Как правило, они ограничены управлением работой системы и распространением информации в долгосрочной перспективе. Все остальные виды деятельности в долгосрочной перспективе «отданы» конкурентному рынку. При этом необходимыми сигналами к действию являются цены.

В разных странах обязанности распределяются отчасти по-разному. В странах Скандинавии такие отклонения создают трудности для оптимального сотрудничества на рынках, которые становятся все более интегрированными. Ассоциация Nordel описывает четыре обязанности ОПС, связанные с текущей деятельностью и обычно предусмотренные законодательством всех стран Скандинавии. Это обеспечение эксплуатационной надежности энергосистемы, поддержание кратковременного баланса между спросом и предложением, обеспечение и сохранение достаточности передающей системы в долгосрочной перспективе, а также повышение эффективности функционирования рынка электроэнергии¹⁴.

¹⁴ Council of Australian Governments, 2002.

С одной стороны, нужно распределить обязанности и установить правила, что даст возможность осуществлять необходимое сотрудничество и операции. Однако все это не принесет плодов, если не будут созданы необходимые стимулы для отдельных участников рынка. Участники конкурентного рынка должны иметь стимулы для инвестирования и эффективной эксплуатации объектов. У всех участников рынка должны быть стимулы для максимально точного и своевременного составления отчетности по плановым показателям генерации и потребления электроэнергии. Стимулы могут также использоваться для ускорения темпов оказания всех остальных услуг, в которых нуждается системный оператор.

Формирование конкурентных рынков для полного спектра продукции, необходимой в целях электроснабжения, является главной мерой для создания эффективного механизма стимулирования. Модель организации бизнеса путем соединения мелких компаний посредством заключения контрактов на нерегулируемых рынках служит альтернативой работе в рамках крупной вертикально интегрированной компании. Различные экономические факторы зачастую определяют, какой из двух подходов предпочтительнее в данных обстоятельствах. Если строительство крупных установок и одновременная эксплуатация большого количества установок может принести значительные выгоды, то эффект экономии от масштаба наилучшим образом используется в крупных компаниях. Если экономия от масштаба менее очевидна – а стоимость заключения контрактов, способных имитировать структуру интегрированной компании, невелика, то оптимальной альтернативой может стать рыночный подход. Одним словом, благодаря низким транзакционным издержкам рынок превращается в возможную альтернативу вертикально интегрированным компаниям.

Удержание транзакционных издержек на минимальном уровне имеет определяющее значение для либерализации рынка электроэнергии; один из способов добиться такого результата – обеспечение грамотной организации и прозрачности рынков. Структуры обмена информацией в вертикально интегрированных компаниях должны быть заменены структурами, обеспечивающими столь же активный обмен информацией и взаимодействие между независимыми участниками рынка и системным оператором. При четких стимулах и жесткой конкуренции качественные рыночные структуры позволят всем участникам прилагать все усилия для эффективного ведения деятельности, а эта деятельность обеспечит общую эффективность даже тогда, когда решения будут приниматься на описанном децентрализованном уровне. Потенциально это гораздо более сильный, эффективный и гибкий (а следовательно, и более прочный) механизм,

который можно тиражировать в вертикально интегрированных системах. В таких традиционных системах эффективность зависит от руководства отдельных коммунальных компаний, а также от способности использовать экономическое регулирование для имитации мер стимулирования эффективности. Кроме того, вертикально интегрированные структуры, руководящиеся регулируемыми стимулами, приспособятся к меняющимся обстоятельствам в темпах, определяемых регулированием, а механизм конкуренции будет эффективно содействовать быстрой и активной адаптации.

Один из наиболее значимых аргументов в пользу вертикальной интеграции – это необходимость управлять рисками. Интеграция нескольких аспектов рынка (например, генерации, сбыта электроэнергии, поставок нефтегазового топлива и сбыта природного газа) может принести выгоды для управления рисками, связанными с необходимым выполнением существенных инвестиционных обязательств. Поэтому особенно важно заменить структуры управления рисками, существующие в вертикально интегрированных компаниях; позволить разукрупненным участникам рынка заключать контракты, они должны иметь равные возможности управления рисками. Ликвидный рынок финансовых контрактов предлагает различным субъектам (генерирующим, трейдинговым и энергосбытовым компаниям) возможности активно хеджировать риски при минимальных транзакционных издержках.

Энергосбытовая деятельность – это область, в которой явный эффект масштаба, по-видимому, сохраняется на многих рынках. По всей видимости, для того, чтобы снабжение небольших коммерческих и бытовых потребителей было прибыльным, потребителей должно быть достаточно много. Это вполне логично, так как расширение номенклатуры продукции в контрактах с бытовыми потребителями добавляет потребителям лишь небольшую стоимость, а также ввиду существования барьеров для перехода на нового розничного поставщика. В данном случае энергосбытовая деятельность предлагает лишь весьма стандартизированный товар с низкой маржой прибыли. Отсутствие инноваций и расширения номенклатуры продукции может, однако, свидетельствовать об отсутствии конкурентного давления, которое вынуждало бы энергосбытовые компании предлагать более дифференцированную продукцию. Более эффективная конкуренция в розничном сегменте, скорее всего, создаст стимулы для активизации инновационных процессов, разработки новой продукции и расширения номенклатуры товара, а все это, возможно, позволит мелким энергосбытовым компаниям вести прибыльный бизнес. (Данные вопросы обсуждаются ниже, особенно подробно в Главе 4.)

Несколько рынков, в частности рынок Великобритании, недавно пережили *вторичную* вертикальную интеграцию, которая проходила с разной степенью интенсивности, то есть генерирующие компании приобрели энергосбытовые компании или наоборот. В Австралии энергосбытовая компания Origin Energy сделала шаг к вторичной интеграции путем строительства новых генерирующих объектов на различных территориях, подконтрольных Национальному рынку электроэнергии. Вторичная интеграция ставит вопрос о движущих силах такого развития и его последствиях для конкурентной борьбы. На данный момент страны Скандинавии однозначно не вернулись на путь вертикальной интеграции. Это можно объяснить самыми разными причинами, но, скорее всего, важным фактором является относительно хорошо развитый и ликвидный финансовый рынок.

Некоторые страны подошли к либерализации рынка электроэнергии менее принудительно, то есть разрешили участникам формировать рынки так, как они считают нужным, без установления какой бы то ни было детальной рыночной структуры или официальных правил в ходе процесса официального государственного управления при законодательной поддержке. Поскольку все функции цепочки создания стоимости (от генерации до потребления) должны обеспечиваться непрерывно, такой подход без труда ставит лидера отрасли в выгодное положение. Очевидно также, что если у системного оператора не будет стимулов для формирования и содействия развитию рынков, процесс будет идти очень медленно.

На рынках Великобритании, Австралии, стран Скандинавии и в энергетическом пуле PJM все системные операторы официально несут ответственность за управление функционированием рынков, работающих в режиме реального времени. Энергетической пул PJM также управляет деятельностью рынка, работающего в режиме на сутки вперед, а скандинавские ОПС являются собственниками Общего рынка электроэнергии стран Скандинавии (Nord Pool Spot), который управляет функционированием скандинавского рынка на сутки вперед. (Необходимо отметить, что Nord Pool Spot существует отдельно от скандинавских ОПС, но они очень тесно взаимодействуют путем обмена информацией.) Аналогичным образом ОПС на этих четырех рынках официально несут ответственность за управление работой рынка резервных мощностей и вспомогательных услуг. В целом термин «управление работой системы и рынка» лучше отражает фактические обязанности и деятельность этих компаний, и создание рынков является результатом активного нормативно-правового регулирования. Можно также привести примеры стран, которые выбрали четкое разграничение

управления работой системы и управления работой рынка. В Испании работой рынка управляет биржа электроэнергии Operadora del Mercado Espanol Electricidad (OMEL), а работой системы – системный оператор Red Electrica de Espana (REE), несмотря на необходимость очень тесного взаимодействия и сотрудничества между этими двумя компаниями для обеспечения действенности данного подхода.

Регулируемые передающие сети также играют ключевую роль на рынке, хотя либерализация вовсе не обязательно дает им действенные стимулы. Одна из задач механизма регулирования – это поиск путей стимулирования собственников передающих сетей к максимальному наращиванию фактических передающих мощностей, например при планировании сроков вывода в ремонт.

Законодательная и нормативно-правовая база для эффективной конкуренции

Активное совместное нормотворчество, правовое регулирование, а также проектирование рынка правительствами, независимыми регулирующими органами и независимыми системными операторами играют важнейшую роль в развитии либерализованных и конкурентных рынков. Либерализация требует необходимой законодательной базы и целевого процесса, инициируемого путем активного принятия решений правительством. Затем необходимо осуществить намерения правительства, сформулированные в законодательстве, таким образом, чтобы участники отрасли могли и предсказывать, и оспаривать. Для этого необходимо создать полностью независимый от правительства регулирующий орган. Многие детальные рыночные правила будут оказывать непосредственное влияние на способность системных операторов управлять работой системы без сбоев. Таким образом, системные операторы нередко либо играют значимую роль в установлении рыночных правил в рамках сотрудничества с уполномоченным органом, либо выполняют важные консультативные функции. Роли различных субъектов рынка и инструментов, использованных ими для создания механизма конкуренции, в разных странах совершенно разные.

Законы, издаваемые правительством с целью осуществления либерализации, бывают разные: от относительно «легкого» законодательства до более детализированной законодательной базы. В Австралии и США большое влияние на развитие законодательства оказало то, что вопросы энергетики в целом находятся под юрисдикцией правительств штатов.

В США Федеральная комиссия по регулированию энергетики осуществляет юрисдикцию над вопросами торговли между разными штатами. Кроме федерального закона об энергетике от 1978 года (закона о регулировании деятельности коммунальных энергокомпаний, в котором вводится первый уровень конкуренции), есть еще два законодательных акта, содействующих развитию либерализованных рынков: Закон об энергетической политике от 1992 года и недавно изданный Закон об энергетике от 2005 года. Закон об энергетической политике от 1992 года наделил Комиссию полномочиями требовать свободный доступ применительно к оптовым сделкам между коммунальными компаниями. Комиссия попыталась содействовать дальнейшему развитию либерализованных рынков благодаря данным ей полномочиям, но создание полностью либерализованных и конкурентных рынков потребовало дополнительного нормотворчества на уровне штатов. В северо-восточных штатах Калифорния и Техас либерализация, предложенная в рамках законодательства штатов, установила частичный или полный доступ энергосбытовых компаний, чтобы потребители имели возможность перейти на нового поставщика. В США законодательная база, регулирующая электроэнергетический сектор, во многом определяется комиссиями штатов по коммунальному обслуживанию и Федеральной комиссией по регулированию энергетики. В зоне влияния PJM именно эта организация определяет реальные рыночные правила и структурные особенности, которые в конечном итоге направляют перетоки электроэнергии, но это всегда делается в рамках правил и норм, устанавливаемых региональными и федеральными регулирующими органами. Комиссия также утверждает выступления различных организаций в качестве региональных передающих организаций (РПО), роль которых заключается в предоставлении недискриминационного доступа к услугам по оптовой передаче электроэнергии по единому тарифу, действующему на большой географической территории. PJM является одной из РПО, уполномоченной Комиссией.

В Австралии Совет австралийских правительств в 1991 году принял решение внедрить конкуренцию в электроэнергетическом секторе. В результате были проведены необходимые законодательные реформы в штатах и территориях, которые осуществляют конституционную юрисдикцию над разукрупнением и свободным доступом. После принятия решения о проведении либерализации Совет создал контрольно-надзорный орган (Совет по управлению национальными сетями), который занимался комплексным консультированием правительств, участников энергоснабжающей отрасли и потребителей электроэнергии. Работа Совета привела к созданию Национального рынка электроэнергии в

декабре 1998 года. Австралийская комиссия по конкуренции и защите прав потребителей (федеральный орган, осуществляющий контроль за исполнением законов о конкуренции и защите прав потребителей) уполномочил новую организацию под названием «Администратор национального энергетического кодекса» регулировать поведение на электроэнергетическом рынке. Регулирующие органы в шести штатах и двух территориях страны отвечали за разработку нормативно-правовой базы для электроэнергетики. В 2002 году Совет австралийских правительств опубликовал анализ Национального рынка электроэнергии, в котором рекомендуется сформировать федеральный орган регулирования энергетики, действие которого будет распространяться и на электроэнергетическую, и на газовую отрасль. В 2005 году на смену Администратору и регулирующим органам штатов (которых в общей сложности было 13) пришли два федеральных органа: Комиссия по энергетическому рынку Австралии и Управление по регулированию энергетики Австралии.

В Великобритании толчком для либерализации послужило принятие Закона об электроэнергетике в 1989 году, который в несколько этапов положил начало приватизации, разукрупнению, открытию доступа третьих сторон к сети и свободе выбора энергосбытовой организации. В конце 1990-х годов было проведено исследование рынка Англии и Уэльса, приведшее к серьезным изменениям рыночной структуры в 2001 году – не без влияния Закона о коммунальных предприятиях, принятого в 2000 году. Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам, британский регулирующий орган, играет ключевую роль в установлении рыночных правил и развитии существующего рынка. На начальной стадии формирования рынка более важную роль играл системный оператор National Grid, отталкивавшийся при управлении работой системы от старых структур. Ранее роль регулирующего органа была менее значимой. Бюро было непросто осуществлять необходимые изменения. Отчасти поэтому были введены новые торговые механизмы.

Принятие законов в странах Скандинавии также создало базу для разукрупнения, регулируемого доступа третьей стороны и свободы выбора энергосбытовой организации. В случае Дании законодательным путем были эффективно исполнены директивы Европейского Союза о рынке. Процессы, проходившие в Норвегии, Швеции и Финляндии, опередили принятие директив и в принципе их соблюдали. В разных странах задачи и обязанности распределяются по-разному, но в целом регулирующие органы стран Скандинавии официально несут ответственность за исполнение рыночных правил, но делают акцент на

регулировании сетей; системные операторы играют решающую роль в установлении рыночных правил и проектировании рынка. Эта роль была усилена благодаря сотрудничеству в рамках ассоциации Nordel, вызванному главным образом необходимостью дальнейшего увеличения эффективности интегрированного рынка стран Скандинавии посредством еще большей унификации.

Другим интересным примером с точки зрения руководящих структур является Новая Зеландия. Здесь была заложена законодательная база для приватизации, разукрупнения и свободы выбора энергосбытовой организации путем принятия Закона об электроэнергетических компаниях в 1993 году и Закона о реформировании электроэнергетической отрасли в 1998 году. Последующее развитие рыночных правил было «поручено» механизму, основанному на добровольном соглашении, что дало возможность развития сложного рынка. Однако в целом дальнейшее развитие рынка потерпело фиаско, что было необходимо в начале нынешнего десятилетия, и это заставило правительство в 2003 году создать такой регулирующий орган, как Комиссия по электроэнергетике. Это положило конец концепции управления рынком на основе добровольного соглашения.

Правила и нормативно-правовая база учитывают целый ряд потребностей (см. рис. 5) и способствуют развитию эффективных рынков по трем направлениям: обмен информацией, проектирование рынка и информация. Один набор очень точных правил и положений обеспечивает беспрепятственный и эффективный обмен информацией между системными операторами, рыночными операторами, генерирующими компаниями, энергосбытовыми организациями, потребителями и трейдинговыми компаниями. Дополнительные правила касаются составления графиков подачи заявок и доведения их до общего сведения. Правила, связанные с проектированием рынка, а также сам рынок устанавливают правила торговли и таким образом регулируют все стимулы. Правила ценообразования и требования к подаче заявок будут регулировать все действия практически всех субъектов отрасли. И наконец, для эффективной работы рынка нужна прозрачность, поэтому необходимо установить правила раскрытия информации. Участники рынка, а также системные и рыночные операторы должны раскрывать информацию, необходимую для лучшего понимания основополагающих рыночных условий. На рынках Австралии, Великобритании и стран Скандинавии, а также в энергетическом пуле PJM действуют очень подробные правила по всем трем ключевым моментам.

Суть либерализации в том, что все рынки постоянно находятся в развитии. Фактический опыт рыночной деятельности стимулирует ряд преобразований, направленных на улучшение общего функционирования рынка. На некоторых рынках причиной изменений стали случаи манипулирования рынком и отсутствие прозрачности. Другие преобразования являются результатом таких изменений в электроэнергетической системе, как расширение зоны взаимодействия за счет включения все большего числа районов в США и Европе или развитие ветроэнергетики в Дании и Великобритании. Главный урок таков: руководящие структуры эффективного и активного рынка должны уметь управлять изменениями. Все: участники рынка, инвесторы и политики – хотят стабильных правил и положений. По сути, непрерывные изменения необходимы для дальнейшего развития рынков и адаптации к изменениям нормативно-правовой базы. Эти нормативно-правовые условия требуют предсказуемой и стандартизированной системы для управления изменениями. Важным средством обеспечения этой предсказуемости являются группы пользователей и тесное взаимодействие между системными и рыночными операторами и участниками рынка. После создания этой базы умение приспосабливаться к изменениям становится одним из главных достоинств рынка.

Некоторые сегменты электроэнергетического сектора и после либерализации остались объектами экономического регулирования, однако акцент при этом сместился на результаты деятельности. Управление работой системы, передающие и распределительные сети в той или иной степени являются естественными монополиями, которым конкуренция не даст действенных стимулов. В принципе в этих разукрупненных сегментах сектора никаких изменений не произошло. Они являются монополиями, как и раньше, когда они являлись частью вертикально интегрированного механизма, и поэтому результаты деятельности в данных секторах будут по-прежнему зависеть от стимулов, которые создаст механизм регулирования.

Развитые либерализованные рынки демонстрируют повторное смещение акцентов на эффективность, особенно в работе местных сетевых компаний и функционировании недавно разработанных моделей регулирования. Первой страной, которая внедрила в систему регулирования новый метод, основанный на результатах деятельности и предполагающий использование стимулов повышения эффективности, была Великобритания. Он предполагал установление верхнего предела доходов или цен, который может повышаться с ростом инфляции, но при этом требует непрерывного увеличения эффективности в определенном

процентном выражении (этот метод называется CPI-X или RPI-X). Другие страны продолжали применять стандартный метод, согласно которому собственник передающей сети мог перекладывать все затраты на потребителя – плюс определенная норма прибыли (затратный метод). Теперь, после окончания начальной стадии, когда сильный акцент делался на сокращение затрат в регулируемом бизнесе, акцент сместился на качество. В Великобритании, Норвегии и Швеции нормативно-правовые акты были реформированы таким образом, что качество и надежность энергоснабжения были отдельно включены в комплекс стимулирующих мер. Главный принцип – это сокращение доходов в случае, если не выполняется определенный целевой показатель качества. В Испании была введена система, в рамках которой сетевые компании должны компенсировать потребителям электроэнергии ущерб в связи с низким качеством продукции.

Руководящие структуры играли решающую роль в создании активных рынков путем принятия законов, правил и положений. Однако есть немало примеров, иллюстрирующих ограниченность этих официальных структур. Кроме того, управление работой системы имеет огромное количество нюансов, а это означает, что системные операторы сохраняют большие дискреционные полномочия: в письменных правилах просто невозможно предусмотреть все возможные ситуации. Какой бы механизм ни был создан, некоторые трудные ситуации могут иметь такие последствия, которые будут оспорены и опротестованы ввиду их неприемлемости. Можно привести несколько примеров электроэнергетических систем, которые пережили экстремальные ситуации, нередко становившиеся для рынков суровым испытанием. Периодически экстремальные ситуации возникали всегда, но раньше, вероятно, это происходило реже и прозрачность была значительно меньшей. На классических вертикально интегрированных рынках было проще инвестировать в избыточные генерирующие и сетевые мощности и просто целиком перекладывать затраты, связанные с такой роскошью, на потребителей.

После открытия австралийского рынка в декабре 1998 года в штатах Виктория и Южная Австралия нарушился баланс между спросом и предложением. В результате сильно выросли тарифы пиковой зоны, что вызвало обеспокоенность политиков функционированием рынка. Правительство штата Южная Австралия провело исследование для изучения возможностей вмешательства в ситуацию. В отчете делается вывод о том, что вмешательство – это не лучший вариант, и правительство по-прежнему выражает поддержку рынку. (Подробное описание данного случая приводится в Главе 5.)

В электроэнергетической системе Швеции нарушение баланса между спросом и предложением в часы пиковых нагрузок происходило дважды: в 2000 и 2001 годах. В течение двух особенно холодных периодов с пиковым энергопотреблением опасались возникновения дефицита электроэнергии. Ситуация заставила правительство потребовать от шведского ОПС Svenska Kraftnät представить отчет о сложившейся ситуации с изложением предлагаемых решений. Представители Svenska Kraftnät заявили, что назначение рынка в том, чтобы разрешать такие ситуации, и подчеркнули опасность правительственного вмешательства. Они также предложили различные временные меры, которые привели бы к минимальному деформированию рынка. Правительство учло сделанные предложения и обратилось к Svenska Kraftnät с просьбой принять эти временные меры. (Более подробное описание данных мер приводится в Главе 5.)

Другим показательным примером является рынок стран Скандинавии, где зимой 2002-2003 годов была сильнейшая засуха. Резко выросли цены, нарушился баланс между спросом и предложением. Возникли опасения, что в водохранилищах не хватит воды для выработки электроэнергии, пока их заново не заполнят весной. Норвежское правительство приступило к исследованию функционирования рынка и представило отчет в парламент. В отчете делается вывод о том, что рынок довольно хорошо справился с ситуацией. Важно то, что норвежское правительство не утратило веру в способность либерализованного рынка обеспечивать надежное и конкурентное энергоснабжение¹⁵. (Подробное описание данного случая содержится в Главе 3.)

Во всех описанных случаях правительство испытывало сильное давление со стороны тех, кто призывал его вмешаться в ситуацию, так как противники рынка утверждали, что последствия будут недопустимыми, и приводили вполне достаточные доказательства краха рынка. Скорее всего, рынок проявил «здоровую» реакцию в данных конкретных кризисах именно благодаря тому, что правительство выразило поддержку либерализованным рынкам. И, что еще важнее, такие сигналы поддержки укрепляют престиж рынка на будущее и тем самым ослабляют политическую неопределенность, присутствующую у участников рынка. В 2002 году правительство провинции Онтарио вмешалось на ранней стадии рыночной либерализации путем установления верхнего предела розничных тарифов. Вмешательство могло показаться незначительным, но сигнал недоверия, посланный рынку, был крайне важен. В сущности, правительство провинции Онтарио оказалось под еще более сильным давлением со стороны тех, кто призывал его к

¹⁵ South Australia Government Electricity Taskforce, 2001.

более активному вмешательству, которое фактически свело реформу на нет¹⁶. Приведенные примеры демонстрируют важность сигналов: отсутствие сигналов поддержки со стороны правительства – а возможно, и наличие сигналов готовности вмешаться – может иметь обратный эффект и воспрепятствовать эффективной ответной реакции рынка.

Регулирование конкуренции.....

Создания формального механизма, позволяющего внедрить конкуренцию путем разукрупнения, регулирования доступа третьей стороны и введения розничной конкуренции недостаточно. Второй критерий активных рынков – это активное участие ряда конкурирующих друг с другом субъектов рынка. Фактический уровень конкуренции продолжает вызывать беспокойство на многих рынках ввиду высокого уровня рыночной концентрации.

Использовать рыночную власть или злоупотреблять ею незаконно, и во многих странах антимонопольные органы располагают инструментами борьбы с нарушением законов. В терминах юриспруденции злоупотребление рыночной властью – это в общих чертах обнаружение того, что компания, которая занимает доминирующую позицию, злоупотребляет своим положением в целях извлечения значительной и устойчивой прибыли. На рынках электроэнергии трудно получить доказательства злоупотребления рыночной властью. Проблема заключается отчасти в том, что зачастую непросто определить соответствующий рынок и соответствующий товар так, чтобы устоять перед натиском соответствующего юридического форума. Находится ли соответствующий рынок под юрисдикцией интегрированного рынка? Торговля соответствующим электроэнергетическим товаром велась каждые полчаса или час или в рамках годового контракта? Такие проблемы с четким определением соответствующего рынка и товара еще больше усложняют определение понятия значительной и устойчивой прибыли.

Похожий случай произошел в 2001 году в Дании. Участники датского рынка подали жалобу в Управление по конкуренции Дании на то, что в 2000 и 2001 годах две ведущие генерирующие компании, Elsam и Energi E2, якобы злоупотребляли рыночной властью. Этот антимонопольный орган сделал заключение, что доказать злоупотребление доминирующим положением со стороны этих двух генерирующих компаний невозможно. Однако обе компании заключили соглашение с Управлением по конкуренции, в котором они обязуются изменить свое поведение на рынке. В этом

соглашении, в частности, содержится обязательство выступать в роли влиятельных субъектов рынка («маркет-мейкеров»), непрерывно выставляющих заявки на продажу и предложения о покупке на рынке в пределах определенного ценового спреда¹⁷.

На некоторых рынках определяющую роль в развитии конкуренции играют и антимонопольные, и регулирующие органы. Если доказать злоупотребление доминирующим положением по факту непросто, то возможности предупредительного регулирования конкуренции в связи со слияниями и поглощениями шире. Именно так произошло в нескольких случаях на некоторых европейских рынках, на самом крупном из них необходимо было одобрение Европейской Комиссии. Широкою огласку получило слияние немецких коммунальных предприятий, в результате которого были образованы очень крупные коммунальные компании E.ON и RWE. Эти слияния были одобрены Европейской Комиссией и немецким Федеральным ведомством по надзору за деятельностью картелей (Bundeskartellamt). При этом был оговорен ряд важных условий, касающихся в том числе реализации активов, и внесены некоторые изменения в рыночные принципы¹⁸.

В ответ на недавний рост цен, инертность в трансграничной торговле и высокий уровень рыночной концентрации Генерального директората по вопросам конкуренции и Генерального директората по транспорту и энергетике Европейской Комиссии приняли решение исследовать сектор в части конкуренции на рынке электроэнергии. Исследование будет посвящено функционированию оптовых рынков и ценообразованию, в том числе уровням рыночной интеграции и функционированию трансграничной торговли. Акцент будет также сделан на отношениях между сетевыми операторами и их аффилированными лицами с целью изучения барьеров для выхода на рынок электроэнергии.

Несколько раз – и в нескольких формах – использовался и другой инструмент: требование продажи долгосрочных контрактов в качестве альтернативы фактической реализации активов. В Европе эти контракты называются «виртуальные электростанции» (ВЭ). На других финансовых рынках они известны как опционы. Покупатель ВЭ приобретает право на получение электроэнергии от электростанции (или пула электростанций) в соответствии с правилами, оговоренными в контракте. Контракты оформляются по-разному, но имеют одну общую особенность: ВЭ выставляется по цене, гарантирующей право на получение

¹⁷ The Министерство нефти и энергетики, 2003.

¹⁸ МЭА, 2003а.

¹⁶ Svenska Kraftnät, 2002.

электроэнергии по заданному энерготарифу. В опционном контракте цена заявки соответствует опционной премии, а заданный тариф – цене исполнения. ВЭ использовались во Франции, в Бельгии, Нидерландах и Дании, всегда в рамках соглашения, связанного со слияниями и поглощениями. ВЭ повышают ликвидность на рынках электроэнергии. Многие авторы научно-исследовательских работ сходятся во мнении, что долгосрочные контракты на рынках электроэнергии, такие как ВЭ, ограничивают возможность злоупотреблений доминирующим положением.

Однако ВЭ далеки от действительной («физической») реализации активов. Правилами всех соглашений о ВЭ оговорено, что если покупатели хотят использовать ВЭ, они должны направить уведомление за сутки до покупки. Это исключает возможность использования ВЭ на рынках, работающих в режиме реального времени, в целях поддержания энергобаланса. ВЭ торгуются в течение заданного периода времени; обычно это месяц, квартал или год. Если доминирующий участник уполномочен повысить оптовый рыночный тариф, есть вероятность, что в результате вырастет стоимость и цена ВЭ. Поэтому непонятно, насколько велика будет доля монопольной ренты, которую в конечном итоге потеряет доминирующий участник вследствие проведения таких принудительных торгов. В этой связи не ясно, насколько эффективен данный инструмент для стимулирования более конкурентного поведения.

Беспрепятственный доступ для новых участников рынка имеет определяющее значение для либерализованных рынков, особенно для тех, где действуют всего несколько конкурентов, а политическая воля или власть, чтобы изменить ситуацию путем принудительной реализации активов, недостаточно сильны. У доминирующего участника рынка могут быть стимулы для того, чтобы повременить с инвестированием в новые генерирующие мощности: когда мощности и инвестиции «придерживаются», это приводит к росту цен. Появление новых участников, напротив, усиливает конкуренцию, и они могут играть еще более важную роль в наращивании генерирующих мощностей с тем, чтобы спрос удовлетворял предложение. Необходимыми условиями конкуренции и надежности энергоснабжения являются беспрепятственные, своевременные, четкие и прозрачные процедуры утверждения проектов строительства новых электростанций. Беспрепятственный доступ для новых участников рынка дает особенно хорошие возможности усилить конкуренцию, главным образом в странах с высокими темпами роста спроса на электроэнергию. Наглядным примером служит Испания. Конкуренция там еще

недостаточно активна, но новые участники рынка уже начинают завоевывать доли на рынке¹⁹.

Если в границах рынка добиться усиления конкуренции невозможно, самый надежный способ ее активизировать – это расширить рынок за счет интеграции нескольких рынков. Федеральная комиссия по регулированию энергетики является ярким поборником такой концепции и содействует формированию региональных передающих организаций на всей территории США. Фактически такая концепция превалировала в Северной Америке в ходе формирования северо-восточных рынков, таких как PJM. Рыночная интеграция с целью усиления конкуренции также является главной особенностью идеологии австралийского рынка. Когда в 1996 году в Швеции было принято решение о проведении либерализации, в числе прочих рассматривался вариант создания такого шведского рынка, который не делал бы акцент на рыночной интеграции. От этого варианта отказались – во многом потому, что, согласно общепризнанному мнению, для этого потребовалось бы разукрупнить большую государственную коммунальную компанию Vattenfall. Европейская Комиссия также видит в рыночной интеграции главный способ создания конкурентного европейского рынка электроэнергии. Это подчеркивается в разработанном Европейской Комиссией проекте TEN-E, где определяются приоритетные проекты по разгрузке европейских сетей электро- и газоснабжения в критических областях и участках перегрузки.

Во многих странах регулирование конкуренции имеет еще один аспект, который усложняет дело. Во многих европейских странах самые крупные коммунальные компании находятся в собственности государства или имеют иные тесные связи с правительством. Крупнейшие коммунальные компании в штатах Новый Южный Уэльс и Квинсленд также принадлежат государству. Эти компании зачастую рассматриваются как национальные чемпионы и нередко приносят значительный доход, поэтому из-за них правительство нередко оказывается участником конфликта интересов. В Великобритании, штатах Виктория и Южная Австралия правительства приватизировали вертикально интегрированные государственные коммунальные компании на начальной стадии либерализации.

Необходимо признать, что антимонопольным органам непросто доказать ранее допущенное злоупотребление доминирующим положением в текущей рыночной торговле. Отчасти, впрочем, «срабатывали» угроза подачи исковых заявлений и сила гласности. Научный мир,

¹⁹ Управление по конкуренции Дании, 2003.

антимонопольные органы и системные операторы осуществили масштабное моделирование злоупотреблений рыночной властью на рынках Северной Америки, Великобритании, Австралии и Скандинавии.

Одним из инструментов анализа, используемых для обнаружения потенциальных злоупотреблений рыночной властью, являются индексы конкуренции. Самым известным показателем рыночной концентрации является индекс Херфиндала-Хиршмана (ИХХ), который рассчитывается как сумма квадратов рыночных долей отдельных компаний. Оказалось, что применительно к рынкам электроэнергии ИХХ является сложным инструментом, который надо использовать осторожно. В некоторых обстоятельствах при расчете ИХХ имеет смысл отталкиваться от объема выработки электроэнергии, но в большинстве случаев более уместно отталкиваться от рыночных долей в аспекте установленной мощности. А иногда еще лучше проанализировать конкретные виды технологий в собственности различных участников рынка. По техническим и экономическим причинам крупный атомный энергетический объект должен работать в базисном режиме. ПГУ является более гибкой, и в руках доминирующего участника рынка она может стать более мощным инструментом. Ежегодный «Отчет о состоянии рынка», составляемый Отделом мониторинга рынка организации PJM, – это комплексный обзор конъюнктуры рынка, где приводятся различные ИХХ в качестве показателей концентрации, а также анализ особых обстоятельств, в которых один объект является ключевым поставщиком. В анализе позиции на рынке для ключевых и остаточных поставок в конкретных рыночных обстоятельствах учитываются многие сложные соображения, которые важны для конкуренции на рынке электроэнергии. Как в PJM, так и в Nord Pool существуют отделы мониторинга рынка, отвечающие за мониторинг и анализ торговли с целью обнаружения нарушений правил, способствующих манипулированию рынком²⁰.

Датский ОПС Energinet.dk публикует ежемесячные обзоры конъюнктуры рынка, в которых содержатся данные и общий анализ, в том числе комментарии, относящиеся к аномальному развитию цен. Скандинавские ОПС и регулирующие органы сотрудничают для непрерывного моделирования рыночной власти²¹.

Прозрачность является предпосылкой для анализа и понимания основных рыночных условий. Вся необходимая информация должна быть своевременно и легко доступна всем участникам рынка и ведомствам.

²⁰ Европейская Комиссия, 2000.

²¹ Nordic Competition Authorities, 2003.

Первым шагом является беспрепятственный доступ к базисным рыночным ценам. Все они размещены на интернет-сайтах организации PJM, австралийского системного оператора NEMMCO, британского системного оператора National Grid и бирже Nord Pool на рынке стран Скандинавии в открытом доступе. Прозрачность рыночных данных на британском рынке ограничена тем, что новые торговые соглашения, заключенные в 2001 году, предназначены для рынков абсолютно свободной двусторонней торговли. На рынках Австралии и стран Скандинавии обязательно немедленное раскрытие всей информации об основополагающих рыночных факторах. Участник рынка, заключающий контракт с биржей Nord Pool на участие в деятельности рынка, обязан немедленно извещать обо всех изменениях статуса генерирующих объектов мощностью свыше 50 МВт. Эти изменения тут же размещаются на интернет-сайте Nord Pool. Данные уведомления, называемые «Срочные сообщения о работе рынка», могут быть связаны с перебоями в электроснабжении, повторным включением объектов, изменениями в графиках запланированных перерывов электроснабжения и т. д. Если такая информация не будет размещаться в открытом доступе, коммунальные компании, являющиеся собственниками крупных объектов, смогут вести торговые операции, опираясь на ту информацию, которой располагают только владельцы. Можно привести несколько примеров из истории европейского рынка, иллюстрирующих, как утаивание сведений давало преимущества владельцу объекта²². На большинстве финансовых рынков такое поведение называется инсайдерской торговлей и считается серьезным уголовным преступлением.

Эффективность деятельности рынков электроэнергии зависит от своевременности инвестиций в новые активы и эффективности управления этими активами. Однако навыки строительства и управления работой объектов без понимания роли этих активов в общей электроэнергетической системе способны увеличивать стоимость лишь незначительно. Управление информационными потоками и их анализ являются не менее важными элементами цепочки создания стоимости, чем традиционное управление активами. Степень прозрачности рынков можно рассматривать как интенсивность информационного потока, обеспечивающего необходимое управление и анализ информации. На большинстве рынков навыки управления и анализа информации превращаются в новый бизнес-сегмент, увеличивающий стоимость, который известен как трейдинг. Раньше он был частью вертикально интегрированной коммунальной компании, хотя, возможно, ему

²² Vilnes, 2005.

придавалось не столь важное значение. Традиционные участники рынков стран Скандинавии, Великобритании, Австралии и энергетического пула PJM, владеющие генерирующими активами, или энергосбытовые организации осуществляют торговые операции для управления этими обязательствами и рыночными позициями. На этих рынках также есть участники, специализирующиеся в данном сегменте и выступающие только в роли трейдинговых компаний.

Трейдинговые компании играют важную – а в некоторых случаях и ключевую – роль в увеличении конкурентности и эффективности рынков. Но они могут участвовать в работе рынков электроэнергии только в том случае, если умеют управлять своими рисками. В этом смысле присутствие трейдинговых компаний также является хорошим показателем уровня прозрачности и ликвидности на рынке. В теории на полностью прозрачном рынке не должно оставаться места для трейдинговых компаний. Некоторые видят в этом идеал, учитывая те противоречия, которые создает роль трейдеров. На практике же оказалось, что рынки гораздо более динамичны и изменчивы, что позволяет претворить это в жизнь, и трейдинговые компании продолжают в значительной степени обеспечивать ликвидность и оказывать конкурентное давление.

Вставка 1. Развитие конкуренции на рынке электроэнергии Англии и Уэльса

Принятие Закона об электроэнергии в Великобритании в 1989 году стало отражением решения о разукрупнении и приватизации государственного Центрального электроэнергетического управления (ЦЭУ), которое обслуживало Англию и Уэльс, а также о предоставлении потребителям, имеющим в собственности свыше 1 МВт мощности, доступ к энергосети. Первые ключевые меры по реструктуризации были приняты в следующие два года: в марте 1990 года было осуществлено разукрупнение и заключены торговые соглашения в так называемом пуле, а в феврале 1991 года провели приватизацию. После разукрупнения сектор в Англии и Уэльсе состоял из ОПС, 3 генерирующих компаний и 12 региональных энергокомпаний (РЭ). ЦЭУ было разделено на четыре органа: National Power (50% мощности), PowerGen (30%), Nuclear Electric (20%) и National Grid (ОПС). Изначально предполагалось передать атомные электростанции в ведение National Power, что позволит этой компании стать достаточно крупной, чтобы брать на себя бизнес-риски, связанные с владением и управлением работой атомных электростанций. Оказалось, что приватизировать National Power, пока

в ее портфеле представлены атомные активы, невозможно, поэтому на более поздней стадии процесса их пришлось изъять²³.

После открытия рынка цены пула были ниже, чем ожидалось, главным образом вследствие структуры первоначальных контрактов на поставку электроэнергии. Некоторые факторы в этих контрактах были связаны с обязательством о покупке угля на внутреннем рынке и возможностью переложения затрат на потребителей, привязанных к определенному поставщику. В 1992-1993 годах начался рост цен. В 1993 году Управление по регулированию электроэнергетики заключило договор с компанией National Power, по которому National Power отказывается от 6 ГВт в пользу своего конкурента – под угрозой передачи дела компании на рассмотрение антимонопольного органа – Комиссии по монополиям и слияниям. В 1995 году истекло действие положения о «золотых акциях» 12 РЭ и началась стадия поглощений и слияний. В 1998 году компании National Power и PowerGen отказались от права собственности еще на 4 ГВт мощности в обмен на получение разрешения отныне покупать акций РЭ на рынке.

В период с 1991 по 1999 год, известный как время «погони за деньгами», в энергосеть были включены ПГУ мощностью порядка 17,195 МВт, что составило 23% от общей установленной мощности. К 2003 году на долю ПГУ приходилось 33% установленной мощности Великобритании и 37% объема генерации. Эти факторы: согласованная реализация активов, поглощения и слияния, строительство новых ПГУ и дополнительная добровольная реализация активов – полностью изменили структуру сектора. В 1990 году на три крупнейшие генерирующие компании приходилось 91,3% общей установленной мощности и 45,5% – только на National Power. В 2000 году доля этих же трех компаний составляла 50% от установленной мощности; к 2004 году им принадлежало лишь 37%.

В 1997 году правительство Великобритании поручило Управлению по регулированию электроэнергетики проанализировать результаты деятельности пула. В своем анализе (опубликованном в июле 1998 года) Управление делает вывод, что цены должны были сократиться еще больше, чем на самом деле, несмотря на увеличение уровня конкуренции. Компании, занимавшие доминирующие позиции, по-прежнему подозревались в манипулировании пулом, особенно тем сегментом рынка, который относится к плате за мощность. Было принято решение внести изменения в торговые соглашения, действующие на рынке, для дальнейшего усиления конкуренции. В 2001 году на смену

²³ Evans & Green, 2005.

пулу пришел Новый механизм торговли электроэнергией (NETA). Это означало коренное преобразование рыночной структуры; главным для усиления конкуренции было внести изменения в торговые механизмы, а именно заменить обязательную центральную диспетчеризацию в пуле на децентрализованный двусторонний трейдинг. Единственный организованный рынок по NETA – это балансирующий рынок, на котором уровни цен определяются в ходе проведения торгов с дискриминационным ценообразованием вместо установления единых заявочных цен, используемых пулом. Дискриминационная заявочная цена по NETA означает, что принятые заявки будут оплачиваться по заявочной цене. В этом заключается кардинальное отличие от принципов ценообразования в большинстве механизмов торговли электроэнергией, по которым цены определяются ценой маржинальной заявки. Сравнительная характеристика дискриминационного и маржинального ценообразования приводится в Главе 4.

Было проведено много теоретических и практических исследований влияния NETA на уровень конкуренции. В одном из недавно опубликованных исследований ставится вопрос: «Почему в Великобритании после 1998 года снизились цены на электроэнергию?»²⁴ Цены пула с конца 2000 года заметно сократились. На основании экономического анализа авторы исследования приходят к выводу, что падение цен произошло в результате оптимизации факторов конкуренции и мощности, а не вследствие внедрения NETA. В исследовании утверждается, что механизм NETA не изменил поведение участников рынка.

Самым последним преобразованием в структуре электроэнергетического сектора Великобритании является вторичная вертикальная интеграция: крупные генерирующие компании приобретают энергосбытовые организации. В данной связи авторы многих исследований смещают акцент на возможные последствия NETA для рыночной прозрачности, транзакционных издержек и ликвидности. По всей видимости, главным аргументом в пользу вторичной интеграции является необходимость хеджирования в генерирующем бизнесе. Генерирующие компании хотят, чтобы рынок их товара был надежным. В этой связи энергосбытовой бизнес становится так называемым хеджированием реального товара. Такое хеджирование очень статично и предполагает значительные транзакционные издержки в связи с продажей и покупкой энергосбытовых организаций. Поэтому данное преобразование свидетельствует о том, что создание гораздо более динамичной и экономически выгодной альтернативы в виде ликвидных

рынков финансовых контрактов может оказаться непростой задачей. Это также признак того, что сбыт электроэнергии можно по-прежнему рассматривать как полумонополию, учитывая, что многие мелкие потребители не ищут более дешевого поставщика на регулярной основе, а это еще хуже и не может не вызывать обеспокоенности у нескольких антимонопольных органов. Таким образом, вертикально интегрированные компании получают возможность использовать энергосбытовой бизнес для перекрестного субсидирования генерирующей отрасли, снова перекладывая риски на розничных потребителей.

²⁴ Hunt, 2002.

ЦЕНОВЫЕ СИГНАЛЫ ЯВЛЯЮТСЯ СВЯЗУЮЩИМ ЗВЕНОМ

Генерирующие, трейдинговые и энергосбытовые компании пришли на рынок, чтобы вести торговые операции и заключать контракты. У всех из них есть свои потребности и обязанности, которые реализуются в ходе получения от партнеров по торговым сделкам – посредством заключения контрактов – обязательств о производстве или потреблении конкретных объемов электроэнергии в определенное время в будущем. В контрактах будут прописаны условия (время, место, объем и т.д.) и компенсация – цена. Если речь идет о типовых и четко определенных условиях и товарах, то участникам рынка надо будет договориться только о цене. Считается, что такой рынок эффективен; транзакционные издержки удастся удержать на минимальном уровне, а цена становится сигналом, определяющим все действия. В сущности, цена превращается в связующее звено, которое эффективно соединяет необходимые решения и позволяет сектору работать с минимальными разногласиями. Стандартизация электроэнергии как торгуемого товара становится важнейшей задачей для успешной либерализации рынка электроэнергии, решение которой позволит создать механизм прозрачного ценообразования, отражающего реальные затраты и готовность брать эти затраты на себя. Если цены будут отражать реальную стоимость под риском, а стимулы носить правильный характер, то торги окажутся продуктивными.

Создание механизма, порождающего экономически выгодные ценовые сигналы, на которые участники рынка могут беспрепятственно отреагировать, сопряжено с большим числом трудностей. Прежде всего очень важно выявить факторы, в действительности влияющие на затраты и выгоды в электроэнергетике, такие как сроки, место и объем поставки. Следующая задача – это организовать такой рынок, на котором участники и системные операторы смогут сообщать цены исходя из указанных особенностей максимально просто и беспрепятственно, несмотря на то что между уровнем сложности принципа ценообразования и транзакционными издержками на управление этим принципом ценообразования будут достигнуты важные компромиссы. И, наконец, на многих рынках выгоды реализуются через торговлю между соседними странами и регионами; в действительности трансграничная торговля может также иметь определяющее значение для конкуренции в конкретном регионе. Трансграничная торговля дает возможность увеличить выгоды, но она же является и ограничением ввиду необходимости трансграничного сотрудничества и унификации.

Цены должны отражать по определению изменчивый характер электроэнергии

Электричество по своей сути является непростым товаром. Она фактически не может храниться, если потребители хотят, чтобы энергоснабжение было своевременным, стабильным и надежным для оказания необходимых услуг. Кроме того, колебания энергопотребления происходят каждую минуту и каждый час, а условия для ее генерации могут меняться в очень короткие сроки. Нередко энергопотребление меняется в зависимости от погоды, и обычно существует суточный цикл с очень быстрыми и заметными вариациями между часами пиковой и непиковой нагрузки. Скорее всего, в будущем такие колебания усилятся по мере более активного использования средств кондиционирования воздуха и других электроприборов как в бытовом, так и в коммерческом секторах.

Способность обеспечивать поставки и транспортировку также может меняться в короткие сроки. Генерирующие объекты и линии электропередачи могут столкнуться с неожиданными проблемами и в результате оказаться выведенными из строя. Один-единственный перерыв в электроснабжении может иметь серьезные последствия для крупных генерирующих и передающих установок в отношении баланса между спросом и предложением. Таким образом, ввиду всех этих факторов электричество носит по определению нестабильный характер, и в будущем эта нестабильность вряд ли уменьшится. Колебания предложения, скорее всего, станут даже более ярко выраженными по мере роста доли ресурсов, имеющих непостоянный характер, таких как энергия ветра. Эта изменчивость является неотъемлемой частью энергоснабжения, она не связана с организацией сектора. При этом работу сектора нужно организовать и координировать таким образом, чтобы свести эту внутренне присущую ему нестабильность к минимуму и эффективно ею управлять.

Чтобы рыночные цены давали действенные стимулы, цены должны отражать основополагающие факторы торгуемого товара. Применительно к электроэнергетике это означает, что цены на товары и услуги на различных участках цепочки создания стоимости отражают условия, существующие в генерации, транспортировке и потреблении электричества на сегодняшний день. Таким образом, цены, отражающие внутренне присущую электричеству изменчивость, должны тоже быть изменчивыми. Цены могут колебаться в диапазоне от очень высоких значений, отражающих напряженный баланс между

спросом и предложением, до очень низких (или даже отрицательных) величин, отражающих избыточность предложения.

Цены на товар на либерализованных и конкурентных рынках отражают соображения, касающиеся маргинальных затрат на энергоснабжение и маргинальных выгод, которые дает спрос. Конкурируя с другими поставщиками, поставщик захочет продать товар, произведенный позднее других, по стоимости этого последнего маргинального товара, то есть по цене, основанной на маргинальных затратах. В ходе многочисленных рассуждений и экспериментов была сделана попытка определить, как это лучше всего учитывается в торговых механизмах на либерализованных рынках электричества. Принцип ценообразования и ведения торговых операций, основанный на маргинальных затратах, означает, что последняя одобренная заявка задает цену для всего рынка. Некоторые утверждают, что такое маргинальное ценообразование расширяет возможности манипуляций со стороны доминирующих участников рынка и способно принести непредвиденную прибыль. У генерирующих компаний и потребителей не будет стимулов для раскрытия информации о действительных маргинальных затратах и выгодах, если их не вынудит к этому конкуренция.

В числе прочих был рассмотрен следующий альтернативный вариант (по всей видимости, он обращается к основному принципу, который используется на полностью регулируемых рынках): платить диспетчируемыми генераторам ту сумму, которая указана в их первоначальной заявке (нередко это называется ценообразованием «в режиме дискриминационного аукциона» или «дискриминационным» ценообразованием). Данный подход, как правило, вызывает следующие критические замечания: генерирующим компаниям придется подавать максимально высокие ценовые заявки, но этого по-прежнему будет недостаточно для диспетчирования. Поэтому генерирующие компании вынужденно сместят акцент с собственных маргинальных затрат на маргинальные затраты своих конкурентов, что в конечном итоге приведет к росту цен. Большинство конкурентных рынков электричества в настоящее время используют принцип ценообразования на основе маргинальных затрат. Важным исключением является механизм балансирования в Великобритании, который использует принцип дискриминационного ценообразования, согласно которому диспетчируемыми генераторам платят по той цене, которую они заявили.

Важно учитывать, как рыночные цены относятся к спросу и предложению на конкурентном рынке, где цены основаны на маргинальных

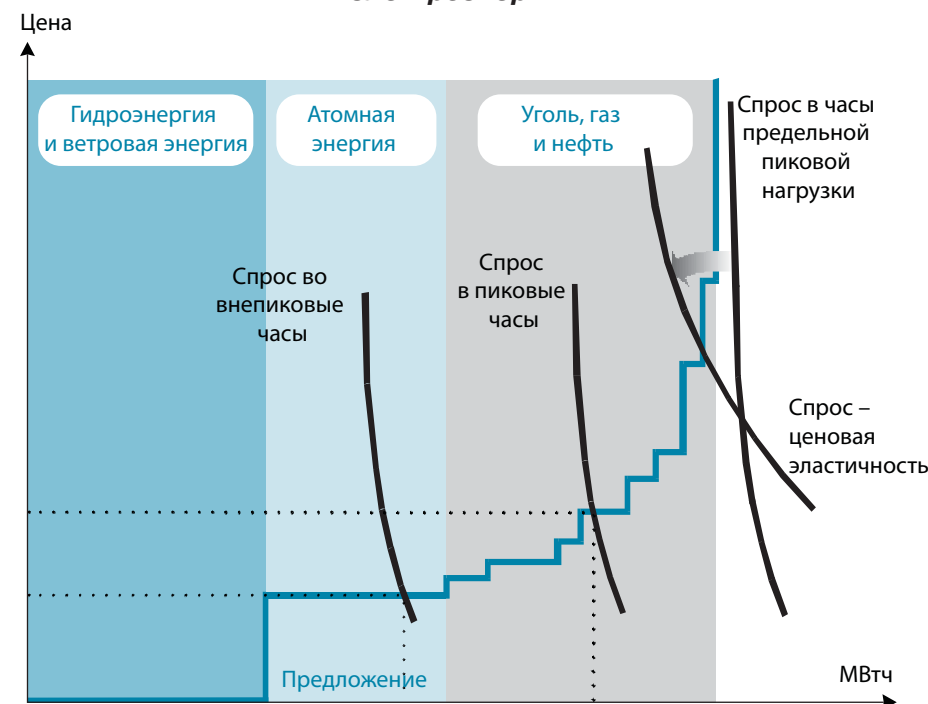
заявках (рис. 6). Кратковременные маргинальные затраты на одни технологии, такие как использование гидроэнергии и энергии ветра, очень невелики, тогда как другие теплоэлектростанции несут более высокие маргинальные затраты в зависимости от используемой технологии. Однако кратковременные маргинальные затраты, как те, что определяют конкурентные цены (рис. 6), возмещает лишь часть долговременных маргинальных затрат. В атомной, гидро- и ветроэнергетике бесспорно крупнейшей долей затрат являются инвестиционные затраты. Общая прибыльность этих технологий сильно зависит от цен, определяемых другими технологиями, в тех случаях, когда они необходимы для обеспечения спроса. Так, атомная электростанция сможет окупить инвестиционные затраты и получить прибыль только в те часы, когда рыночная цена определяется другими ресурсами с более высокими долговременными маргинальными затратами.

В гидроэнергетике обычно очень сложные отношения с ценами, обеспечивающими равновесие спроса и предложения, по сравнению с теми простейшими отношениями, которые отображены на рис. 6. Для собственников гидроэнергетических объектов маргинальные затраты не берутся за основу при оценке затрат. Напротив, в гораздо большей степени это проблема планирования: реальные затраты являются альтернативными затратами на то, чтобы использовать воду сегодня, а не сохранить ее и использовать позднее. В роли ограничивающего фактора выступает размер водохранилища. Определяющее значение для заявок имеют не маргинальные затраты, а оцениваемая «стоимость воды». Гидроэнергетика играет важнейшую роль на рынке стран Скандинавии. Особенно велика доля гидроэнергетики в Норвегии и Швеции.

Высокие – и даже пиковые – цены наблюдаются тогда, когда не задействованными оказываются всего несколько энергоресурсов. Затраты на эти ресурсы нередко очень высоки. Кроме того, генерирующая компания, последней выставляющая собственные ресурсы, имеет очень большую рыночную власть и может заявить цену, значительно превышающую долговременные маргинальные затраты. Прибыльность пиковой электростанции состоит в том, что ей платят всего за несколько часов работы в год, и эта сумма компенсирует и переменные, и постоянные издержки. Поэтому, чтобы пиковые электростанции были прибыльными, назначается определенная плата за дефицитность.

Рис. 6

Спрос и предложение на либерализованных рынках электроэнергии



Если в определенной ситуации одному из участников рынка принадлежит остаточная генерирующая мощность, то цена может определяться другими ограничениями, такими как импорт из соседних юрисдикций, верхний ценовой предел или наличие потребителей, которые хотят и могут изменить структуру потребления.

Недолгий, но значительный период пиковых цен пережили рынки Австралии, стран Скандинавии и Великобритании. Верхний ценовой предел, установленный в энергетическом пуле PJM, составляет 1000 долларов США за 1 МВтч. Этот уровень ниже пиковых цен, наблюдавшихся на других рынках. Ценовые пики и установление верхних ценовых пределов оказывают решающее влияние на инвестиции и участие потребителей в работе рынка (более подробно это обсуждается в Главе 5).

Избыточность предложения, результатом которой становятся отрицательные цены, может наблюдаться, когда генерирующая компания хочет избежать закрытия электростанции, даже если ее

маржинальные затраты в течение короткого срока не покрываются. Так может произойти с тепловыми электростанциями (такими как атомные электростанции и электростанции, работающие на лигните), ввод которых в эксплуатацию обходится дорого, или с объектами ветроэнергетики при недостаточности контроля и субсидирования или при каких-либо обязательствах, оказывающих существенное влияние на осуществление платежей. Гидроэлектростанции могут также на время предпочесть работу с отрицательными ценами, если в противном случае им придется нести затраты в связи со сбросом воды. На австралийском рынке отрицательные цены устанавливаются на несколько часов каждый год с момента образования рынка. В энергетическом пуле PJM цены также регулярно опускаются до отрицательного уровня. На рынке стран Скандинавии в настоящее время действует запрет на отрицательные цены. Однако Nord Pool объявил, что они будут введены вместе с новым расчетным программным обеспечением в конце 2006 года²⁵. В течение целого ряда часов в экономической зоне Западной Дании с высокой концентрацией ветроэнергетических активов существовали нулевые цены. В эти часы цены опустились бы до отрицательно уровня, если бы это было разрешено правилами.

Электроэнергия обладает ценностью для потребителя только в том случае, если она поставляется в нужное место, в нужное время, в нужном объеме и имеет приемлемое качество. Важность этих аспектов всегда непосредственно связана с тем, что экономное складирование электроэнергии для последующего использования невозможно. Качество – это стандартный аспект энергоснабжения, и обеспечить его – задача системного оператора. Пока качество еще не стало тем аспектом, которым можно торговать так же, как оцениваются и торгуются другие аспекты.

Такие аспекты, как объем и сроки, относительно прямолинейны. В идеале установление тарифа на электроэнергию и торговля электроэнергией должны происходить каждую секунду для каждого Втч. Именно это важно для потребителя. С другой стороны, участие в работе оптового рынка может представлять интерес только для крупных потребителей, поэтому на оптовом рынке возможно определенное укрупнение, даже если энергопотребление измеряется в Втч. Оптовые цены на электроэнергию приводятся в МВтч, а минимальные заявки на оптовых рынках равны одному или десяти МВтч.

Определенное укрупнение необходимо и возможно и тогда, когда речь идет о временном аспекте. В посекундном временном диапазоне

системным операторам необходим определенный объем мощности для целей автоматического регулирования. Эта генерирующая мощность корректирует производство в соответствии с техническим, а не экономическим сигналом. Автоматическое регулирование нужно только для «доработки» системы, оно занимает лишь малую долю в общем энергоснабжении. Так называемые рынки, работающие в режиме реального времени, используются для поддержания баланса в системе в соответствии с заявками и предложениями в порядке возрастания цены. Поддержание баланса согласно этому нормальному экономическому распределению нагрузки позволяет справляться с колебаниями плановой и фактической генерации и потребления, при этом время реакции составляет от 5 до 15 минут. В большинстве случаев электроэнергия, поставка которой осуществляется на рынке, работающем в режиме реального времени, измеряется в МВтч и цены на нее устанавливаются также в МВтч. Ценообразование на получасовой или ежечасной основе является главным проявлением изменчивости в области генерации, транспортировки и потребления электроэнергии. В основе работы рынков Австралии и Великобритании лежат цены, устанавливаемые на получасовой основе; на рынке стран Скандинавии и в энергетическом пуле PJM используются ежечасно фиксируемые цены. Также распространены контракты, заключаемые на более длительный срок, по которым поставка должна быть произведена на следующий день, на следующей неделе, в следующем месяце, квартале, сезоне или году. В этих стандартных продуктах в качестве справочной цены используются цены, устанавливаемые на получасовой или ежечасной основе. Одним словом, определение стандартных сроков и объемов является компромиссом между основополагающими факторами затрат и выгод и транзакционными издержками на управление стандартизированным продуктом.

На некоторых рынках при проведении окончательных расчетов с участниками рынка на них налагается дополнительный штраф за дисбаланс. Системный оператор должен учитывать итоговое совокупное результирующее отклонение от плановой генерации и потребления. Большинство участников рынка будут иметь отклонения, которые негативно скажутся на результирующем отклонении, но у некоторых участников отклонения положительно скажутся на общем системном балансе. В Австралии, Норвегии и энергетическом пуле PJM те участники, которые создают результирующий дисбаланс, платят тем участникам, которые его уменьшают (случайно или по поручению системного оператора на рынке, работающем в режиме реального времени). На рынках Великобритании, Швеции, Финляндии и Дании те, кто вносит

²⁵ Nord Pool, 2005.

отрицательный вклад в общий дисбаланс, платят штраф, но те, кто случайно вносит положительный вклад, вознаграждения не получают. Назначение системы двойного ценообразования – дать дополнительный стимул уменьшить дисбаланс, при условии что участники рынка не будут рационально влиять на затраты от дисбаланса затратами на улучшение качества прогнозирования. Один побочный эффект заключается в том, что эта система также дает дополнительный стимул к расширению и тем самым уменьшает дисбаланс за счет укрупнения. Разукрупнение *само по себе* не способствует уменьшению системного дисбаланса, поэтому эффективность дополнительного стимула для улучшения прогнозирования под вопросом. Более того, разукрупнение отрицательно сказывается на ликвидности в данном рыночном сегменте и начинает угрожать конкуренции.

Территориальное ценообразование

Территориальный аспект установления цен на электроэнергию – это самый противоречивый вопрос, касающийся создания и развития либерализованных рынков электроэнергии. Как и на всех других рынках, местоположение связано с транспортным обслуживанием, а транспортировка стоит денег. Транспортные затраты в электроэнергетике значительны. По оценкам МЭА, в период с 2003 по 2030 год порядка 13% инвестиций в электроэнергетическом секторе в странах-членах ОЭСР будут приходиться на передающие, а 32% – на распределительные сети. А остальные 55% будут приходиться на новые генерирующие мощности. Помимо значительных инвестиционных затрат, вопрос усложняется тем, что сопротивление в электрических сетях приводит к потерям, что также увеличивает затраты на транспортировку.

Электричество идет по линии наименьшего сопротивления, избегая направлений перетоков, которые могли предусматриваться в контрактах. В конкретной линии электропередачи сопротивление и потери при передаче растут по мере увеличения нагрузки. Эти отношения никогда не являются линейными или постоянными, что делает оптимизацию диспетчирования с экономической точки зрения в высшей степени динамичной и сложной. Степень сложности отчасти уменьшается в сетях, соединяющих однопроводные линии в радиальную систему для поддержки генерирующих центров и энергоузлов. И наоборот, сложность увеличивается в узловых сетях, в которых линии электропередачи пересекают передающую систему «крест-накрест», тем самым создавая несколько альтернативных направлений перетоков. В качестве примера таких «циркулирующих потоков» можно привести контракт между участниками немецкого и французского рынков, физические поставки

по которому, как правило, частично производятся через Бельгию. Цены, отражающие фактические затраты на генерацию, транспортировку и потребление электроэнергии, должны должным образом учитывать сетевые затраты и потери в сетях.

Если исходить из того, что генерация и нагрузка равномерно распределяются по радиальной передающей системе без возникновения участков перегрузки, то все генерирующие компании имеют одинаковые потери при передаче. Таким образом, оптимальным в такой системе всегда будет диспетчирование генерирующих источников с минимальными маржинальными затратами. В действительности ни одна электроэнергетическая система так не работает, но в радиальной системе потерю экономической эффективности можно свести к минимуму. Однако в сети сочень большим количеством энергоузлов понятие эффективности и оптимальности может дать совершенно иные результаты. В определенной точке диспетчирование генератора с наименьшими маржинальными затратами может привести к сетевым потерям, которые перевесят их конкурентное преимущество, вследствие чего генерирующий источник с более высокими маржинальными затратами станет менее дорогостоящей альтернативой для всей системы. Диспетчирование генератора с наименьшими маржинальными затратами может также создать перегрузку в другом месте системы и тем самым заблокирует доступ другим относительно недорогим генерирующим источникам. Если должным образом не учесть эти соображения, то нагрузка будет вынужденно распределяться очень дорогим генератором, что в конечном итоге принесет менее экономичные и эффективные результаты.

В идеале цена на электроэнергию устанавливается в каждом месте энергосети с учетом передаваемой мощности и понесенных сетевых потерь. Наиболее близок к идеалу так называемый узловой принцип ценообразования, который применяется, к примеру, в Новой Зеландии и энергетическом пуле PJM. Концепция узлового ценообразования такова: каждая трансформаторная подстанция в сети электропередачи является узлом, и цена устанавливается по каждому узлу с учетом пропускной способности и потерь в сети (которые определяются с учетом факторов потерь). При узловом ценообразовании должным образом оцениваются все перетоки и ограничения, в том числе циркулирующие потоки. Таким образом идеально обеспечивается полная прозрачность и создаются действенные стимулы для инвестиций и эксплуатации. Однако существует немало аргументов против использования узлового ценообразования, в особенности аргумент о том, что в результате ликвидность «распадется» на мелкие частицы, усилится рыночная власть и возрастут транзакционные

издержки. Оно также обостряет проблему капитала и распределения материальных благ между регионами, потребителями и генерирующими компаниями, что нередко является определяющим фактором, особенно для политиков.

Альтернативным подходом является применение таких принципов ценообразования, которые пренебрегают территориальным аспектом рынков электроэнергии или учитывают его только в зональном ключе. Цель зонального ценообразования – обнаружение главных участков или областей перегрузки в сети электропередачи, а затем использование их для формирования группы узлов с единым ценообразованием. Рынки Австралии и стран Скандинавии можно описать как рынки с зональным ценообразованием. Каждый австралийский штат, представленный на Национальном рынке электроэнергии, образует зону, так же, как и регион тепловых электростанций в Снежных горах. Австралийский системный оператор использует узловой принцип для учета потерь в сетях, рассчитывая факторы потерь по различным контрольным точкам в системе. Ответственность за возмещение потерь несут диспетчируемые генераторы. На рынке стран Скандинавии Норвегия поделена на три зоны, Дания – на две зоны, а Швеция и Финляндия образуют отдельные зоны. На этом рынке проблему потерь в сетях решает собственник сети. Именно он отвечает за покупку потерь на рынке. Тем самым потеря надлежащим образом отражается в зональной цене в качестве составляющей спроса. На рынке Великобритании по всей системе взимается единая плата за балансирование, даже после присоединения рынка Шотландии в 2005 году. Принцип ценообразования на рынке Великобритании не предполагает использования прозрачного территориального сигнала.

Другим способом учета территориальных аспектов установления цен на электроэнергию являются сетевые тарифы. Тарифы за пользование сетью могут отражать потери в сетях, связанные с потреблением или генерацией в определенном месте электросети. Такие сигналы, как правило, формируются ежегодно, что далеко от динамичного почасового ценообразования, используемого в схемах узлового или зонального ценообразования. Эти территориальные сигналы используются при установлении сетевых тарифов в Швеции. Более мощным территориальным сигналом может быть тариф на подключение к электросети. К примеру, в энергетическом пуле PJM применяется так называемая комплексная плата за пользование энергосетями, в которой тариф на подключение к сетям отражает многие затраты и выгоды для всей сети от подключения конкретного актива. Такая комплексная плата дает очень мощные территориальные сигналы, но выявлять и эффективно распределять затраты, а также управлять ими во

времени может быть непросто, например в том случае, когда действующие сети использует новая генерирующая компания или потребитель.

На всех рынках возникают перегрузки и другие ограничения, уменьшающие возможности управления работой системы по обычному принципу диспетчирования в порядке возрастания цены. Узловое ценообразование должно свести возникновение таких ситуаций к минимуму, но опыт энергетического пула PJM показывает, что в некоторых ситуациях системный оператор вынужден осуществлять диспетчирование не в порядке возрастания цены. В некоторых областях генерирующие источники должны работать в целях обеспечения надежности системы независимо от положения, занимаемого ими в списке. В схемах зонального ценообразования также применяется диспетчирование не в порядке возрастания цены, чтобы ослабить внутренние «узкие места». Если в границах зоны возникает перегрузка, она по определению не может оцениваться прозрачно или учитываться при установлении рыночных цен. В результате системный оператор может вынужденно распределить нагрузку от более дорогого генератора по одну сторону ограничения и удалить более дешевую на другом конце. Такое решение принимается за счет системного оператора: оба генератора захотят получить компенсацию за диспетчирование не в порядке возрастания цены (на некоторых рынках такая операция называется также «каунтертрейдинг» или «повторное диспетчирование»). Нередко системный оператор может использовать альтернативные средства устранения перегрузок в пределах зон. Вместо дорогостоящего диспетчирования не в порядке возрастания цены может существовать возможность ослабления внутренней перегрузки за счет ограничения имеющейся в наличии передаваемой мощности между зонами и юрисдикциями. Это сокращает затраты системного оператора, но уменьшает выгоды от торговли между зонами и юрисдикциями.

Передаваемая мощность, имеющаяся в наличии для торговли, является решающим фактором для учета территориальных аспектов при эффективном установлении цен на электроэнергию. Системные операторы могут определять передаваемую мощность, имеющуюся в наличии для торговли, на уровне ниже фактического показателя тепловой перегрузочной способности линии. Зачастую это вопрос надежности работы системы: системные операторы непрерывно моделируют и анализируют систему, оценивая надежность работы системы по заданному набору критериев. Когда системный анализ выявляет нарушения стандартов надежности, один из вариантов – это обеспечить наличие передаваемой мощности на случай перегрузок. Системные операторы активно используют методы анализа надежности работы системы,

аналогичные тем, которые применялись до проведения либерализации. Эти методы нередко слишком консервативны, они редко учитывают вероятность критических событий и редко используют информацию о затратах и выгодах, которые может принести конкурентный рыночный механизм. В настоящее время системные операторы вынуждены лучше согласовывать свою деятельность с новым рыночным механизмом и максимально увеличивать имеющуюся передаваемую мощность. Вопрос надежности работы системы на либерализованных рынках более подробно рассматривается в исследовании, недавно опубликованном МЭА.

Возросла также необходимость усиления прозрачности в процессе определения имеющейся передаваемой мощности, а следовательно, и предсказуемости для участников рынка. Потребность в увеличении прозрачности еще выше там, где применяется зональное ценообразование или не применяется территориальное и может быть поставлена под сомнение независимость системных операторов. На европейском рынке Европейская федерация энерготрейдеров призывает усилить прозрачность в управлении мощностью электропередачи, имеющейся в наличии для трансграничной торговли²⁶.

Можно привести ряд примеров, иллюстрирующих главные особенности территориального аспекта в формировании цен на электроэнергию и при этом демонстрирующих, почему этот аспект остается сложным и противоречивым. Идеальным примером является узловое ценообразование. Фактически если применительно к территориальному аспекту выбирается вариант, отличный от принципа узлового ценообразования, то ценовые сигналы будут в определенной степени искажаться. Степень искажения зависит от многих факторов, но в целом она увеличивается по мере роста числа неоцененных участков перегрузки. Зачастую складывается впечатление, что выбор в пользу того или иного варианта продиктован скорее политическими соображениями (касающимися общественного капитала и распределения общественных благ), а не плюсами и минусами, связанными с функционированием рынка и управлением работой системы. Непрозрачное управление межсистемными связями является серьезным препятствием для торговли и конкуренции.

Перемещение «узких мест» к границам между соседними юрисдикциями и непрозрачное управление мощностью электропередачи ослабляют конкуренцию и тем самым автоматически ставят под сомнение независимость системного оператора, особенно в том случае, если

системный оператор имеет тесные связи с «национальным чемпионом», являющимся лидером отрасли.

Когда был создан рынок в штате Техас (в августе 2001 года), на весь рынок существовала одна-единственная контролируемая область или зона. Был согласован протокол, в соответствии с которым устранение перегрузок должно было осуществляться посредством диспетчирования не в порядке возрастания цены, а тарифы должны были быть увеличены для распределения стоимости между потребителями. Целевые затраты составляли порядка 100 миллионов долларов США в год. Фактически за первый месяц работы устранение перегрузок обошлось в 137 миллионов долларов США. Было принято решение разделить рынок на пять зон (оно вступило в силу в марте 2002 года). С того времени затраты на устранение перегрузок в этих зонах так и остались значительными – на уровне 200-300 миллионов долларов США. Энергетический пул PJM тоже изначально был сформирован как рынок с едиными ценами, но высокие затраты на устранение перегрузок способствовали переходу на узловое ценообразование после первого года работы.

Швеция – это большая страна с высокой концентрацией нагрузки на юге и высокой концентрацией гидроэлектростанций на севере. Швеция является единой зоной на рынке стран Скандинавии. ОПС Svenska Kraftnät устраняет перегрузки на территории Швеции, обычно путем диспетчирования не в порядке возрастания цены или посредством ограничения передаваемой мощности, имеющейся в наличии для трансграничной торговли. По этой причине, в частности, Норвегия и Дания настаивают на введении территориальных сигналов вместо ограничения трансграничной мощности, которое они считают дискриминацией. В 2003 году Ассоциация розничных потребителей электроэнергии, которая объединяет крупнейших промышленных потребителей Дании, подала жалобу в Европейскую Комиссию. В жалобе утверждалось, что компания Svenska Kraftnät дискриминировала датских потребителей электроэнергии посредством ограничения передающей мощности, имеющейся в наличии для торговли между Данией и Швецией (путем направления уведомления за 24 часа), из-за возникновения «узких мест» на территории Швеции. Благодаря такой практике потребители на юге Швеции получают доступ к дешевой гидроэнергии северной Швеции и Норвегии за счет датских потребителей электроэнергии. Спор продолжается до сих пор. В 2004 году Шведская инспекция по контролю за энергетическими рынками, регулирующей орган Швеции, опубликовала отчет, в котором показано, что все ОПС Швеции в той или иной степени перемещают внутренние перегрузки к государственным границам.

²⁶ МЭА, 2004b.

Несколько участков перегрузки существуют в передающих системах на границах штатов на австралийском рынке. Устранение перегрузок на Tarong (южный Квинсленд) породило много споров, особенно в то время, когда перегрузки были фактически перенесены на границу между штатами Квинсленд и Новый Южный Уэльс.

Даже при узловом ценообразовании, направленном на выявление и оценивание всех ограничений, создание эффективных и прозрачных ценовых сигналов остается проблематичным. В энергетическом пуле PJM иногда также возникает необходимость в диспетчировании не в порядке возрастания цены из соображений надежности работы системы, обычно в тех местах, где передающие сети сильно перегружены. В результате такого диспетчирования не в порядке возрастания цены энергетический пул PJM несет издержки, которые распределяются между всеми потребителями. Однако получаемую в результате локальную предельную цену (ЛПЦ) в соответствующем регионе устанавливает не тот объект, который вынужденно работал не в порядке возрастания цены. Такая практика является одним из препятствий для установления ценовых сигналов, которые являются действенными стимулами для эксплуатации и инвестиций²⁷.

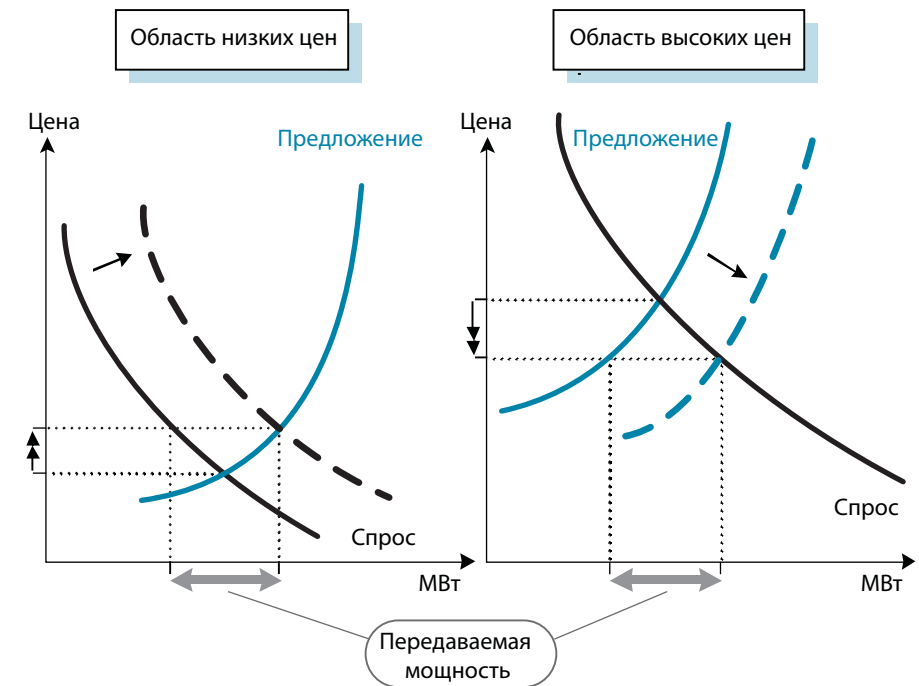
В недавно опубликованном исследовании приводятся затраты, связанные с тем, что на рынке Англии и Уэльса не используется территориальное ценообразование. В исследовании показано, что если бы этот рынок электроэнергии не являлся единым большим регионом (как сейчас), а был разделен на 13 узлов, то ценообразование в расчете на 13 зон могло бы увеличить совокупное общественное благосостояние на сумму, равную 1,5% суммарных доходов генерирующих компаний. Более того, зональный подход мог бы уменьшить незащищенность от рыночной власти и улучшить инвестиционные сигналы. Однако результатом могут также стать прибыли и убытки на региональном уровне, что может оказаться важным с политической точки зрения.

Территориальное ценообразование всегда приносит прибыль. Две соседние области с различными ценами получают в результате торговли чистую выгоду. В целом для потребителя эти выгоды будут в области высоких цен, а для генерирующих компаний – в области низких цен. Но распределение выгод будет также зависеть от организации торговли. Первой предпосылкой для реализации выгод является соединение двух областей с помощью линии электропередачи (рис. 7). Тем самым владелец и оператор этой линии электропередачи становится «куратором» и приобретает потенциальную власть присвоить себе выгоды.

²⁷ FSE, 2003.

Рис. 7

Торговля электроэнергией между двумя областями



Передаваемая мощность, соединяющая две ценовые области или два узла, имеет внутреннюю стоимость. Участник, контролирующий перетоки электроэнергии по линии электропередачи, сможет получить сумму, соответствующую ценовой разнице между двумя областями, умноженной на размер перетока по ЛЭП. Эти доходы на разных рынках называются по-разному. В Северной Америке и в теоретической литературе доступ к этим доходам называется «финансовым правом на передачу», в Австралии – «расчетными остатками», а в скандинавском регионе – «платой за перегрузку».

Финансовое право на передачу дает две основные возможности. Участники рынка могут использовать его в качестве средства хеджирования для управления рисками, связанными с ценовыми разницеми между областями; оно также может дать ценовой сигнал для эффективного инвестирования в строительство новых передающих мощностей.

Использование этих возможностей зависит от получения финансового права на передачу. В энергетическом пуле PJM финансовое право на передачу изначально присваивается собственникам передающих сетей, владельцам старых контрактов и строителям новых передающих мощностей. Затем «собственники» могут использовать эти права для хеджирования двусторонней торговли и самодиспетчирования или энерготрейдинга. В энергетическом пуле PJM проводятся месячные и годовые аукционы на получение финансового права на передачу. В 2003 году в пуле PJM ввели новый инструмент для предоставления исходного финансового права на передачу в соответствии с заработанными правами, то есть вместо присвоения финансового права на передачу, связанного с определенным договорным маршрутом передачи электроэнергии, рынок PJM распределяет права на получение годовых доходов, которые соответствуют стоимости финансовых прав на передачу, проданных на ежегодном аукционе. Обладатель прав на получение годовых доходов может перевести их непосредственно в соответствующие финансовые права на передачу, если он хочет профинансировать конкретную сделку, либо оставить себе права на получение годовых доходов и, возможно, купить другие финансовые права на передачу, лучше обеспечивающие его конкретные потребности. Финансовое право на передачу и право на получение годовых доходов являются фиксированными. Это означает, что рынок PJM гарантирует предоставление распределенной мощности. Если окажется, что гарантированная передаваемая мощность физически отсутствует, рынок PJM должен решить проблему возникшего дефицита путем диспетчирования не в порядке возрастания цены.

На рынке стран Скандинавии ОПС предоставляют рынку Nord Pool монопольное право на всю имеющуюся передаваемую мощность между ценовыми зонами для торговли в режиме на сутки вперед. Таким образом, все финансовые права на передачу передаются рынку Nord Pool, который получает плату за перегрузку. Мощность электропередачи является фиксированной. Это значит, что мощность электропередачи, предоставляемая в распоряжение Nord Pool, может полностью учитываться при установлении спотовых цен в режиме на сутки вперед. А ОПС управляют отклонениями фактической, физической передаваемой мощности от передаваемой мощности, доступной для продажи, обычно посредством диспетчирования не в порядке возрастания цены. Рынок Nord Pool распределяет плату за перегрузку между ОПС стран Скандинавии в соответствии с формулой. Скандинавские ОПС подчиняются постановлению Европейского Союза об условиях сетевого доступа для трансграничного обмена электроэнергией, согласно которому

плата за перегрузку может использоваться в трех целях: как гарантия фактического наличия распределенной мощности, обеспеченного путем диспетчирования не в порядке возрастания цены, для сетевых инвестиций, а также в рамках регулируемой доходной базы, что необходимо учитывать при использовании методов регулирования сетевых тарифов. Рынок Nord Pool также предлагает финансовый продукт, известный как «контракт на разницу», позволяющий участникам рынка хеджировать ценовые разницы между областями.

В Австралии системный оператор NEMMCO осуществляет диспетчерский контроль за мощностью электропередачи, предоставляемой для торговли собственниками передающих сетей. Оператор NEMMCO проводит ежеквартальные аукционы расчетных остатков в результате установления цены исходя из передаваемой мощности, физически имеющейся в наличии в момент работы. В этом смысле в основе расчетного остатка лежит не фиксированное право на получение доходов от перетока электроэнергии по линиям электропередачи. Аукцион расчетных остатков является инструментом хеджирования рисков ценовых разниц, но ценность инструмента частично уменьшается в результате нефиксированности. Расчетные остатки и доходы от аукциона, получаемые оператором NEMMCO, используются для сокращения платы, взимаемой за энергоснабжение передающими сетями.

В торговых механизмах, используемых в Австралии, в энергетическом пуле PJM и на рынке стран Скандинавии, установление цен и управление перегрузками в передающих сетях осуществляется одновременно с удовлетворением заявок и предложений участников рынка. Установление цен на пропускную способность перегруженных ЛЭП является неотъемлемой частью установления рыночных цен, оно *имплицитно*. Альтернативный подход состоит в том, чтобы сделать аукцион передаваемой мощности *эксплицитным*. В действительности, это менее эффективно, чем имплицитное и одновременное ценообразование, позволяющее согласовать все аспекты сделки. Однако если линия электропередачи не включена в сферу действия единого торгового механизма, эксплицитный подход может стать необходимым решением, занимающим второе место. Немецкие и датские операторы передающих сетей E.ON Netz и Eltra в 1999 году ввели аукцион по продаже передаваемой мощности на территориях, прилегающих к датско-немецкой границе, когда система Западной Дании присоединилась к торговым механизмам рынка Nord Pool. В следующие годы другие страны также ввели подобные аукционы на территориях, прилегающих к границам нескольких других европейских государств, в том числе к голландско-немецкой и англо-французской

границам. В отчетах об эталонном анализе, опубликованных Европейской Комиссией, говорится, что и имплицитные, и эксплицитные аукционы характеризуются как рыночные, а следовательно, и соответствующие директиве и постановлению Европейского Союза о рынке.

ЕОПС (объединение европейских операторов передающих систем) и EuroPEX (объединение европейских бирж электроэнергии) составили проект предложения о согласованном установлении цены на соседних биржах электроэнергии. Это позволит добиться согласованности действий и тем самым сделать устранение перегрузок имплицитным²⁸. Уже несколько лет в Европе идут дискуссии об одновременном установлении цен, при котором учитываются перегрузки в ЛЭП между режимами энерготрейдинга соседних стран. Такие согласованные действия бирж электроэнергии соседних государств называются по-разному, но в самых последних отчетах ЕОПС они именуется «рыночным взаимодействием». В предложении объединений ЕОПС и EuroPEX также говорится о методологии учета (хотя бы в определенной мере) циркулирующих потоков в европейской передающей сети с большим числом узлов, поэтому последнее предложение называют «рыночным взаимодействием на основе перетоков». Основной акцент в подходе делается на трансграничной торговле между юрисдикциями, но не учитывается необходимость устранения перегрузок в границах стран и контролируемых зон.

Вставка 2. Применение узлового ценообразования в энергетическом пуле PJM

В контролируемых зонах рынка PJM находятся передающие сети с большим числом узлов. Для решения проблем, неизбежных в узловых сетях, на рынке PJM был разработан торговый механизм, в основе которого лежит территориальное маргинальное ценообразование (ТМЦ). Согласно этому режиму, в процессе стабилизации рынка учитываются все значимые узлы. Рынок PJM обслуживает 45 миллионов человек и 12 штатов (главным образом северо-восточных). После его расширения в 2004 году вся сфера действия рынка PJM включает 143 ГВт установленной мощности с пиковой нагрузкой 115 ГВт. В том же году участники рынка PJM произвели, потребили и осуществили торговые операции примерно с 474 ТВтч электроэнергии²⁹. В настоящее время модель ТМЦ включает 7542 узла. Все они учитываются при расчете

цен и составлении диспетчерских графиков. Более 6000 узлов являются нагрузочными, остальные – генерирующими. Напряжение в узлах в модели ТМЦ колеблется от 765 кВ до 4 кВ; почти половина имеет напряжение выше 100 кВ, почти треть – от 99 до 25 кВ, а остальные имеют более низкое напряжение.

Для расчета цен и составления диспетчерских графиков по модели ТМЦ необходима информация о тепловом пределе по нагреву всех задействованных линий электропередачи, в частности о мерах по уменьшению сопротивления в ЛЭП, заявках о нагрузке и предложений по генерации. Рынок PJM также требует информации о затратах на ввод в строй объектов всех генерирующих компаний, что позволит ТМЦ учитывать так называемое составление графика нагрузки агрегатов. Основная функция установления цен на рынке PJM такова: все заявки и предложения для торговли в режиме на сутки вперед должны подаваться PJM до полудня в день, предшествующий дню проведения операции. Затем рынок PJM использует модель ТМЦ для расчета цен и диспетчерования на следующие сутки. При осуществлении диспетчерования ставится цель свести к минимуму общие системные затраты с учетом заявок, предложений, тепловых пределов и потерь в сетях. Перегруженные линии электропередачи создают разницу в цене между узлами. Сложность устранения перегрузок в таких системах с большим числом узлов по сравнению с устранением перегрузок в системах с зональным ценообразованием состоит в том, что все узлы в сети – а не только два узла, соединенных перегруженной линией электропередачи, – в принципе могут оцениваться на разных уровнях. Иными словами, перегруженная линия электропередачи между двумя узлами может создать разницу в цене между несколькими другими узлами, что отражает такое последствие, как циркулирующие потоки.

В реальном времени модель ТМЦ работает каждые пять минут. Рынок, функционирующий в режиме реального времени, приспособлен для сбалансирования любых отклонений от графиков генерации и потребления. На рынке PJM действует плата за дисбаланс в форме цен ТМЦ в режиме реального времени, то есть почасовые цены, действующие в каждый пятиминутный интервал каждого конкретного часа. Модели ТМЦ, функционирующие и в режиме на сутки вперед, и в режиме реального времени, включают сотни дополнительных правил, пытающихся примирить различные потребности и особенности управления генерацией и работой системы. К ним относятся правила, отчасти ослабляющие конечный ценовой сигнал, например верхний ценовой предел, равный 1000 долларов США за 1 МВтч.

²⁸ Joskow, 2004.

²⁹ Green, 2004.

Обязательства о включении всех контрактов в установление цен ТМЦ на рынке PJM не существует. Допускается самодиспетчирование для исполнения двусторонних контрактов или соблюдения собственных обязательств энергосбытовых организаций. В 2004 году энергетическому пулу PJM принадлежала 35%-ная рыночная доля общей нагрузки в контролируемых зонах PJM. Самодиспетчирование и двусторонние контракты входят в расчет ТМЦ как наиболее часто применяемые предложения. Таким образом, при осуществлении диспетчирования они не ориентируются на рынок PJM, а по-прежнему опираются на территориальные цены, отражающие затраты на транспортировку.

В конце 2004 года рынок PJM включал 34 контролируемые зоны (и был разделен на среднеатлантический регион PJM и западный регион PJM), каждая из которых охватывает географическую область, традиционно обслуживавшуюся единой коммунальной компанией. МТЦ строится на очень сложной модели, на долю которой приходится свыше 7000 узлов, хотя основные участки перегрузки на рынке сосредоточены в гораздо меньшем числе трансформаторов, линий и межсистемных связей. Это облегчает определение торговых хабов, которые включают ряд важных и обычно не перегруженных узлов и в конечном итоге служат хорошими справочными ценами. На рынке PJM рассчитывают средневзвешенные цены для трех групп хабов, включающих конкретные узлы. Западный хаб является самым важным ориентиром. В него входит 111 узлов, на которые приходится самая большая доля ликвидности в финансовом трейдинге. Существует также восточный хаб (237 узлов) и хаб, объединяющий границы между соседними регионами. Средневзвешенные цены нескольких контролируемых зон также используются в качестве справочных цен.

На рынке PJM производится оценка затрат на устранение перегрузок, связанных с диспетчированием не в порядке возрастания цены вследствие перегрузок в линиях электропередачи. В 2004 году совокупные рыночные затраты на устранение перегрузок составили 808 миллионов долларов США, что соответствует 9% от общих расходов PJM. Уровень перегруженности может измеряться в количестве часов, в течение которых узел перегружен. В том же году общее количество часов работы с перегрузками для более 7000 узлов превысило 11 205; самый перегруженный узел испытывал перегрузки в течение 1784 часов.

Несколько рынков, в том числе региональные передающие организации (РПО) Нью-Йорка (New York ISO), Новой Англии (New England ISO) и Среднего Запада (Mid-West ISO), используют похожие узловые цены ТМЦ и аналогичным образом рассчитывают диспетчирование для собственных

торговых механизмов. Эти четыре РПО, использующие принцип ТМЦ, обслуживают примерно 75 миллионов потребителей в 26 штатах США.

Рынки вспомогательных услуг

Электроэнергия как товар для оптовой торговли характеризуется тремя параметрами: стандартизированным объемом (МВтч), временем (час или полчаса) и местоположением (узел или зона). Стандартизация является следствием компромиссного учета основополагающих факторов, определяющих стоимость электроэнергии и транзакционные издержки на управление торговлей. Однако вследствие такой стандартизации упускаются из виду некоторые важные аспекты электроэнергии. К примеру, временное укрупнение не дает системному оператору всех инструментов, необходимых для удовлетворительного управления работой системы. Системному оператору понадобятся резервы мощности для автоматического регулирования и стабилизации частоты в случае перерывов в электроснабжении для целей надежной работы системы в самом ближайшем будущем. Поставки реактивной мощности необходимы для поддержания уровня напряжения. В сети также должны иметься резервы для пуска из полностью обесточенного состояния на случай отключения электричества. Резервы могут также понадобиться для поминутного поддержания баланса в системе в случае более серьезного дисбаланса в результате выхода из строя крупных генерирующих объектов или линий электропередачи. Такие оперативные резервы могут считаться необходимыми по разным причинам, в том числе потому, что для ввода объекта в эксплуатацию обычно требуется время, а на интегрированных рынках в принципе можно зарезервировать всю генерирующую мощность для внутренних потребителей, а также на экспорт. Необходимость оперативных резервов на конкурентных и ликвидных рынках является предметом споров. Некоторые также утверждают, что оперативные резервы – это инструмент ослабления сигналов, вызывающих соответствующие ответные реакции рынка.

Все эти потребности сопряжены с затратами. Системный оператор должен быть готов заплатить за эти услуги для сохранения стимулов, побуждающих участников рынка предоставлять эти услуги. Мощности, зарезервированные для оказания вспомогательных услуг, недоступны на обычном рынке; таким образом, владелец мощности может понести убытки при оказании вспомогательных услуг вместо альтернативной продажи на рынке. В то же время дополнительная плата за эти услуги, в

особенности доминирующим участникам, являющимся лидерами отрасли, может исказить функционирование всего рынка. Подход, используемый на либерализованных рынках электроэнергии, заключается в определении потребностей во вспомогательных услугах как отдельно взятых товаров и в создании механизма их покупки системным оператором на отдельном конкурентном рынке.

Рынки Австралии, Великобритании, стран Скандинавии, а также энергетический пул PJM занимаются развитием отдельных рынков вспомогательных услуг. Они непрерывно корректируют номенклатуру продуктов для включения максимального числа продавцов без потерь необходимых характеристик энергоснабжения. Австралия значительно сократила затраты благодаря формированию рынка стабилизации частоты. Норвежский ОПС Statnett создал усовершенствованную торговую платформу для еженедельных закупок оперативных резервов. Эти резервы дают системному оператору право «извлекать» электричество при определенных условиях. Они напоминают то, что на других рынках называется «опционным контрактом». Компания Statnett называет свой торговый механизм «рынком опционов регулируемой мощности». Statnett может похвастать одним выдающимся достижением благодаря тщательной стандартизации на собственном рынке опционов: компании удалось привлечь значительное число потребительских заявок. National Grid в Великобритании тоже удалось привлечь большое количество потребителей в различных сегментах рынка вспомогательных услуг. В Дании рыночная покупка вспомогательных услуг началась в 2003 году, в результате было привлечено несколько новых участников рынка. После запуска рыночного механизма непрерывно корректировалась номенклатура товаров для привлечения на рынок более мелких диспетчируемых генераторов. Шведские и финские ОПС подошли к этому несколько иначе. В их собственности находятся газовые турбины, назначение которых – выступать в роли оперативных резервов. Кроме того, финская компания Fingrid решила построить дополнительные 100 МВт мощности с целью необходимой модернизации оперативных резервов в ответ на строительство новой атомной электростанции, что укрепляет их подход, состоящий в расширении собственности, а не в заключении контрактов на рынке.

Трансграничная торговля создает выгоды

Свободная торговля – одно из классических достоинств либерализованных и конкурентных рынков. Свободная торговля между соседними странами или регионами позволяет обеим (или даже нескольким) странам извлекать

обоюдные экономические выгоды из выявления и использования сравнительных преимуществ в разделении капитала и труда. Генерация и транспортировка электроэнергии включают много факторов, связанных с наличием природных ресурсов, географическими особенностями и национальными умениями. Кроме того, это очень капиталоемкий бизнес. Таким образом, существует немало причин для поиска и использования сравнительных преимуществ и немало способов реализации крупных потенциальных выгод путем оптимизации использования активов на максимально широкой территории. Во многих странах трансграничная торговля, несомненно, является важным источником реализации выгод от либерализации рынка электроэнергии. Это относится в первую очередь к небольшим государствам с географически близко расположенными соседями.

Во многих ситуациях трансграничная торговля является также самым простым и быстрым способом усиления конкуренции. Если в границах рынка внедрить конкуренцию невозможно, этого можно добиться за счет расширения самого рынка. Небольшие государства опять-таки могут извлечь из этого еще большие выгоды, поскольку в таких странах эффект масштаба может сократить число компаний, способных вести прибыльный бизнес.

Перспективы расширения рынков, разумеется, ограничиваются имеющейся мощностью электропередачи. В идеале ценовые сигналы по обе стороны перегруженной линии электропередачи должны использоваться в качестве сигнала для инвестирования и в генерирующие, и в передающие активы. Передающие и генерирующие активы в определенной степени взаимозаменяемы, и это лишний раз подчеркивает, что контроль за межсистемными связями является одной из самых сильных ролей на рынке электроэнергии. «Куратор» на любом рынке приобретает право на получение платы за перегрузку и потенциально контролирует допустимый уровень конкуренции. Независимо от величины передаваемой мощности плата за перегрузку будет сокращена, если передаваемая мощность увеличится. Однако у владельца мощностей могут отсутствовать правильные стимулы для инвестирования, если на рынке нет эффективной конкуренции. По этой причине независимость «куратора» имеет определяющее значение для конкурентного и либерализованного рынка электроэнергии.

В бизнес-моделях энергетического пула PJM и рынка Австралии управление работой системы и владение передающими сетями разведены. Независимые системные и рыночные операторы обеспечивают назначение цены для

всех перегрузок и прозрачность потребностей передающих сетей. Есть два способа расширить передающую инфраструктуру. Первый связан с конкурентными коммерческими линиями электропередачи, которые финансируются в виде платы за перегрузку: электроэнергия покупается собственником передающей сети по низкой цене, а продается по высокой. Эта модель будет прибыльной только в том случае, если удастся сохранить определенную ценовую разницу после установления связи. Оптимальная мощность межсистемной связи зависит от того, удастся ли найти механизм, поддерживающий ценовое расхождение на уровне, достаточном для финансирования ЛЭП. Второй способ обеспечивает расширение за счет требований надежности с помощью регулирования тарифов для финансирования расширения сетей. До сих пор финансирование конкурентных коммерческих линий электропередачи было безуспешным, поэтому большинство инвестиций направляется на финансирование регулируемых тарифов (более подробную информацию см. в Главе 5).

Используемая главным образом в Европе бизнес-модель передачи электроэнергии, в которой владение передающими сетями и управление работой системы объединены, может открыть более широкие возможности для согласованного планирования работы линий электропередачи для выполнения требований как в области обеспечения надежности, так и в сфере торговых операций. Однако пока сохраняется монопольное право собственности на передающие сети, частные коммерческие стимулы могут не привести к эффективному расширению передающих энергосетей. Стимулы исказятся, так как максимальное повышение платы за перегрузку не означает достижения оптимального уровня пропускной способности ЛЭП. Напротив, пропускная способность будет оптимальной только в том случае, если плата за перегрузку будет покрывать только затраты, связанные с линиями электропередачи. Страх перед искажением стимулов является одной из главных причин, по которым Европейский Союз принял меры по стимулированию инвестиций в строительство новых линий электропередачи для уменьшения серьезных перегрузок.

ОПС на рынке стран Скандинавии близки к использованию более целостного подхода к планированию работы линий электропередачи и инвестированию в ЛЭП. Ассоциация Nordel провела ряд исследований, посвященных главным участкам перегрузок и направлениям перетоков на рынке стран Скандинавии. В ходе данных исследований было выявлено пять приоритетных проектов в строительстве линий электропередачи. ОПС стран Скандинавии договорились приступить к реализации совместного инвестиционного проекта на сумму 1 миллиард евро. Пакет документов по инвестиционному проекту разрабатывался в аспекте чистой экономической

выгоды для всего рынка стран Скандинавии, а не местных прибылей и убытков. Решение получило поддержку министров энергетики скандинавских стран, но финансировать проект будут пользователи энергосетей путем уплаты тарифов (более подробно обсуждается в Главе 5).

В Европе акцент делается не только на инвестиции в строительство новой инфраструктуры. Лишь половина из 34 межгосударственных межсистемных связей между 24 странами-членами ЕОПС распределена согласно рыночным принципам. Только шесть трансграничных межсистемных связей между странами Скандинавии распределяются в соответствии с полностью согласованным принципом рыночного взаимодействия в сфере торговой деятельности. Инвестиции в строительство новых межсистемных связей, по всей видимости, менее важны, если существующие трансграничные мощности не будут эффективно использоваться для реализации выгод от торговли через полностью динамичные торговые механизмы.

Трансграничная торговля не просто создает выгоды за счет совершения каждодневных торговых операций. Если смотреть шире, то торговля и сотрудничество также создают более эффективную, надежную и безопасную систему, в частности посредством объединения усилий для решения возникающих в ходе эксплуатации проблем за счет использования общих резервов и других вспомогательных услуг. Такие совместные усилия для управления возникающими ситуациями особенно важны для небольших систем, в первую очередь в условиях низкой прибыльности, чреватых, однако, серьезными последствиями. Рыночная интеграция в Австралии и в энергетическом пуле PJM также предполагала создание комплексного управления резервами и рынками вспомогательных услуг. На австралийском рынке системный оператор NEMMCO сократил минимальный суммарный уровень резервов с 2233 МВт в 2003 году до 994 МВт в 2004 году, то есть более чем на 50%. Такое сокращение резервов объясняется главным образом способностью межсистемных связей использовать общие резервы регионов, а также различиями в структуре спроса в разных регионах. Торговля между юрисдикциями тоже внесла свой вклад в уменьшение общей потребности в резервах в энергетическом пуле PJM. В 2004 году был принят ряд мер по расширению сферы влияния PJM. Вследствие расширения пиковый летний спрос вырос на 30%. Однако спрос на горячие резервы (в рамках PJM существует отдельный рынок горячих резервов) увеличился только на 20%, что свидетельствует о важности активизации сотрудничества.

В электроэнергетических системах Европы существует давняя традиция сотрудничества и согласования действий в области использования

резервов и других вспомогательных услуг, главным образом в рамках соглашений с Союзом по координации передачи электроэнергии и ассоциацией Nordel. Рынки резервов и других вспомогательных услуг продолжают развиваться во всех странах Скандинавии и в нескольких других европейских государствах. Можно привести один пример торговли резервами между соседними странами: в 2003 году ОПС Западной Дании Eltra совершил покупку оперативных резервов в Норвегии по договору с норвежским ОПС Statnett. Однако активизация сотрудничества по-прежнему не позволяет добиться действительного сокращения резервов.

Вставка 3. Рынок стран Скандинавии: осень без единого дождя

Осенью 2002 года так ни разу и не было столь привычного в скандинавских странах дождя. Ей предшествовали дождливые весна и лето, особенно в Швеции. В начале осени картина начала меняться, когда в Швеции наблюдался небывало низкий уровень осадков. Через несколько месяцев похожая ситуация сложилась и в Норвегии. В обеих странах значительно уменьшился уровень воды в водохранилищах, который измеряли как отклонения от нормального уровня для каждой недели (рис. 8). К концу 2002 года приток воды в скандинавские водохранилища Норвегии, Швеции и Финляндии был на 35 ТВтч ниже нормы, что соответствовало 9% от общего энергопотребления в странах Скандинавии в 2002 году. (В Норвегии дела обстояли совсем неважно: приток воды был почти на 18 ТВтч ниже нормы, что составляло 15% от национального энергопотребления.) Засуха в этих странах была уже сама по себе необычно суровой, но еще необычнее было то, что такие суровые засухи совпали по времени. В исследовании, основанном на статистических данных, вероятность совпадения столь суровых засух оценивалась в 0,5% (или раз в 200 лет)³⁰.

В довершение к осенней засухе ранняя зима была непривычно холодной, а одну из крупнейших атомных электростанций Швеции закрыли на реконструкцию. Скандинавский регион, в особенности Норвегия, пережил жестокий энергетический кризис, которым необходимо было управлять каждую минуту – причем при столь неопределенном будущем (то есть без четкого представления, которое теперь нам дает взгляд в прошлое). Как говорилось выше, весна и лето и в Норвегии, и в Швеции были очень дождливыми. Шла осень, и были все основания полагать, что, скорее всего, в будущем уровень осадков будет нормальным. Но осадки

³⁰ Европейская Комиссия, 2004а.

не нормализовались, и зимой они остались на очень низком уровне. Первые месяцы 2003 года оказались довольно мягкими, и снег начал таять достаточно рано, что ослабило сильную нагрузку на систему. Однако уровень воды в скандинавских водохранилищах достиг нормального уровня только в начале 2005 года.

Как следствие столь необычной цепочки событий, цены на электроэнергию достигли беспрецедентно высокого уровня. Кульминацией стала средненедельная цена 752 норвежские кроны за 1 МВтч (104 евро за 1 МВтч) на второй неделе 2003 года (рис. 8). Впоследствии, на протяжении 2003 и 2004 годов, спотовые цены на рынке Nord Pool остались довольно высокими, и рынок отреагировал на такие цены на нескольких фронтах. Самой значительной реакцией на энергодефицит стал существенный рост производства на тепловых электростанциях в Швеции, Финляндии и Дании. Были расконсервированы старые электростанции мощностью несколько тысяч МВт, работающие преимущественно на нефти. Выработка электроэнергии тепловыми электростанциями стран Скандинавии (работающих на нефти, газе и угле) в первой половине 2002 года увеличилась на 9 ТВтч по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. В первой половине 2003 года прирост составил 18 ТВтч, что в два раза больше по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Импорт в Скандинавский регион из соседних стран был вторым по важности источником ослабления напряженности ситуации. Во втором полугодии 2002 года нетто-импорт в Скандинавский регион составил 5 ТВтч, в первом полугодии 2003 года – 10 ТВтч. В период с июня 2002 по июль 2003 года только из России было импортировано почти 10 ТВтч электроэнергии.

Последней значимой реакцией рынка стало снижение энергопотребления. Согласно данным недавно проведенного исследования, в период с октября 2002 года по февраль 2003 года в Норвегии энергопотребление, связанное с изменением температуры, сократилось примерно на 3 ТВтч, что составляет порядка 5%³¹. В Швеции за тот же период энергопотребление, связанное с изменением температуры, сократилось примерно на 2 ТВтч. В Норвегии потребление сократилось в первую очередь за счет промышленных потребителей – правда, не без участия бытовых потребителей и электрических котлов. Электрические котлы традиционно занимают большую долю рынка отопительного оборудования в Норвегии, особенно промышленного отопительного оборудования. Однако многие из этих электрических котлов могут перейти на

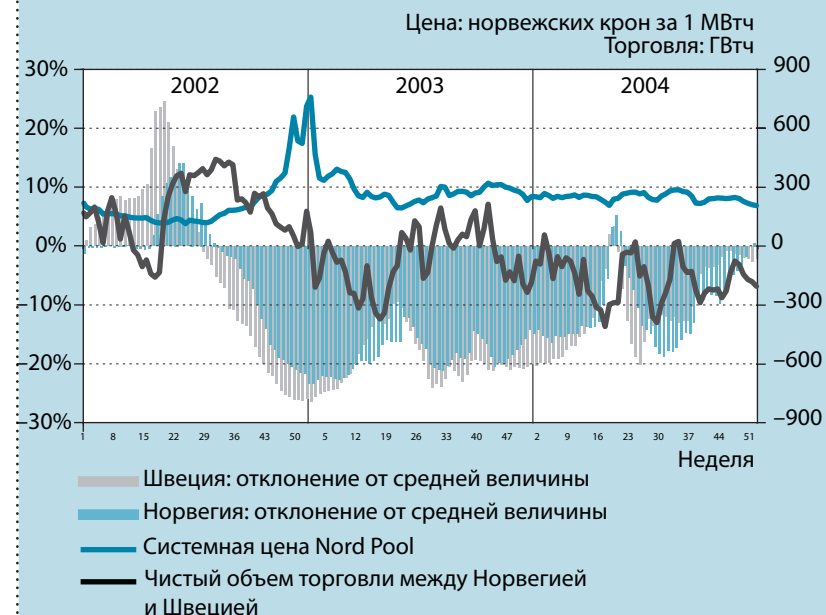
³¹ Nordel, 2005b.

альтернативные виды топлива, благодаря чему этот рынок предложит одни из наиболее широких в стране возможностей для перехода на альтернативные виды топлива, хотя, по всей видимости, на рост цен отреагировала лишь часть потенциала. На реакцию крупных промышленных потребителей в Норвегии также сказался общий экономический спад. В Швеции отреагировали главным образом те же крупные промышленные потребители. Заметные различия в реакции бытовых потребителей в этих двух странах (в Норвегии энергопотребление сократилось, а шведы своего поведения не изменили) довольно легко объяснить. В Швеции нормой для бытовых потребителей электроэнергии является заключение контрактов на один-два года. Таким образом, рост цен на оптовом рынке немедленно не отразился на счетах бытовых потребителей. Подавляющее большинство норвежских бытовых потребителей, напротив, имеют краткосрочные контракты с корректировкой по рынку, которые корректируются в соответствии со спотовыми ценами; изменения оптовых цен могут очень быстро отражаться на счетах частных лиц – всего через одну-две недели. (Реакция потребителей во время скандинавской засухи рассматривается в Главе 5.)

По мере ослабления энергобаланса в странах Скандинавии осенью 2002 года (и сопутствующего ему роста цен) ситуация привлекала к себе все более пристальное внимание общественности. Сложившаяся ситуация всколыхнула в широких кругах скандинавской общественности споры о достаточности ресурсов, диверсификации и функционировании рынка. В Норвегии споры были масштабнее и напряженнее, чем в других скандинавских странах, и увенчались активными призывами к правительственному вмешательству. Высокая доля бытовых потребителей с краткосрочными контрактами быстро и четко увязала текущие спотовые цены с тарифами для бытовых потребителей, что придало спору социальную окраску. Одним из главных объектов критики было то, что Норвегия продолжала экспортировать значительные объемы электроэнергии, даже несмотря на ужесточившуюся засуху в последние месяцы 2002 года. Фактически владельцы норвежских гидроэлектростанций опустошили свои дефицитные гидроресурсы, чтобы обеспечить электроэнергией шведских потребителей. Развитие нетто-экспорта из Норвегии в Швецию в понедельной разбивке показано на рис. 8 наряду со средненедельной спотовой ценой и отклонениями от нормального уровня воды в водохранилищах обеих стран.

Рис. 8

Уровень воды в водохранилищах в Норвегии и Швеции, торговля между Норвегией и Швецией, а также спотовая цена на Общем рынке электроэнергии стран Скандинавии (Nord Pool) (2002-2004 гг.)



Существует много факторов, оказывающих влияние на торговлю между Норвегией и Швецией, особенно зимой, когда нагрузки велики. Тем не менее нехватка воды в водохранилищах, по всей видимости, послужила важной причиной перетоков между этими двумя странами в данный период. В октябре и ноябре 2002 года уровень воды в водохранилищах в Норвегии был невелик, но в Швеции дела обстояли еще хуже: Норвегия экспортировала электроэнергию Швеции. Несмотря на призывы общественности к вмешательству с целью защиты краткосрочных государственных интересов, правительства обеих стран разрешили рынку распределять дефицитные ресурсы согласно оценке участниками рынка ценности воды в конкретный момент времени.

Скандинавская засуха 2002-2003 годов поставила энергорынок стран Скандинавии в сложнейшую ситуацию. В этом смысле она стала важным испытанием для стабильности рынка в долгосрочной перспективе. Руководящие структуры – от правительств и регулирующих органов до ОПС – внимательно следили за развитием событий, но от прямого вмешательства

воздержались. Рынок отреагировал на кризис распределением дефицитных ресурсов согласно экономическим критериям, а также привлечением новых ресурсов действующих генерирующих объектов стран Скандинавии и импорта из соседних стран, а также сокращением спроса. По всей видимости, в значительной мере был использован полный спектр возможностей. Правительство Норвегии представило отчет с изложением собственного видения ситуации и в декабре 2003 года вынесло на рассмотрение норвежского парламента предложение о принятии конкретных мер³². В отчете говорится, что правительство Норвегии и в дальнейшем будет строить свою энергетическую стратегию, беря за основу хорошо функционирующий электроэнергетический рынок, на котором ведется торговля между разными государствами; в отчете также делается вывод о том, что рынок успешно справился со сложившейся ситуацией. В то же время признается, что необходимо уделять внимание перспективам инвестирования в новые генерирующие мощности, такие как возобновляемые источники энергии и газ.

Рыночные модели

Настоящая работа посвящена вопросам, которые важны для создания конкурентных и активных рынков электроэнергии. Мы сосредоточили внимание на энергетическом пуле PJM, а также на рынках Австралии, Великобритании и стран Скандинавии по той причине, что они довольно давно и успешно функционируют. Эти рынки похожи в том смысле, что они серьезно подошли к обеспечению ключевых параметров, необходимых для внедрения конкуренции: разукрупнению, регулируемому доступу третьей стороны, созданию розничных рынков свободной торговли и созданию комплексных торговых механизмов. Однако рыночные модели или структуры, выбранные в каждой из стран, сильно различаются. Несмотря на то что во всех из них учитываются основные аспекты, определяющие стоимость электроэнергии: время, объем, местоположение и качество, этим аспектам придается разное значение.

Большинство передающих сетей в США, в том числе сети в контролируемых зонах энергетического пула PJM, характеризуется большим количеством узлов. На таком рынке естественно, а возможно, и необходимо применять узловое ценообразование. На рынках Австралии и стран Скандинавии, напротив, существуют узлы нагрузки и энергоузлы, соединенные с помощью межсистемных связей в более радиальные сети

и характеризующиеся меньшими циркулирующими потоками мощности. В таких системах потеря эффективности в результате применения принципа зонального ценообразования кажется более приемлемой; ввиду повышенной сложности узловой системы зональное ценообразование представляется естественным выбором. При этом неэффективность, возникающая, когда принципы ценообразования не могут прозрачно отразить действительные перегрузки, продолжает вызывать споры на обоих рынках. В электроэнергетической системе Англии и Уэльса существует довольно большое количество внутренних межсистемных связей и довольно слабые межсистемные связи с системами соседних государств. В данном контексте потери эффективности, неизбежные в единой ценовой зоне, по всей видимости, допустимы. Однако включение Шотландии в сферу действия Британского режима передачи и торговли электроэнергией (BETTA) породило больше споров, главным образом потому, что граница между Шотландией и остальными странами, представленными на рынке, является несомненной точкой возникновения перегрузок, в связи с чем было принято решение не применять к ней прозрачное ценообразование. В спорах о более тщательно разработанном территориальном ценообразовании на рынках Австралии, стран Скандинавии и Великобритании, по всей видимости, сильнее проявляется забота политиков о перераспределении электроэнергии между регионами. Даже если такими социальными аспектами можно управлять с помощью других политических инструментов, им, по-видимому, придается большее значение, чем соображениям в пользу ценовых сигналов, отражающих уровень затрат, и хорошо функционирующих рынков.

Рынки также сильно различаются сроками проведения торговых операций. На рынках Австралии и Великобритании торговые операции совершаются в режиме, близком к режиму реального времени; участники рынка вправе заключать контракты на два или три часа вперед. Учитывая, что оба рынка являются изолированными (или, как в случае с Великобританией, относительно изолированными), конкретное требование о тщательном и длительном согласовании действий с системами соседних стран отсутствует. В Австралии в ответ на необходимость согласования действий отреагировали принятием весьма комплексной меры – формированием совместного системного оператора, отвечающего за управление работой системы и рынка во всех задействованных штатах и территориях. В отсутствие требований о внешнем сотрудничестве представляется логичным не усложнять ситуацию введением нескольких официальных торговых циклов. Сделанный выбор, однако, вызывает споры о том, достигнут ли транзакционные издержки на форвардных рынках столь

³² ЕОПС, 2004.

высокого уровня, что отобьют у некоторых субъектов рынка желание участвовать в его работе. В Австралии привлечение потребителей к активному участию в деятельности рынка остается непростой задачей. На рынке Великобритании обнаруживается тенденция вторичной вертикальной интеграции с сегментами генерации и энергосбытовой деятельности, свидетельствующая о том, что транзакционные издержки на форвардных рынках чрезмерно высоки. Кроме того, операторы небольших электростанций, в особенности объектов генерации электроэнергии из непостоянной энергии ветра, жаловались на рыночную структуру.

На рынке PJM и рынке стран Скандинавии рыночная интеграция и торговля между юрисдикциями с самого начала были задачами номер один. И на рынке стран Скандинавии, и на рынке северо-восточных штатов США установление цены на сутки вперед используется в качестве отправной точки, давно ведется трансграничная торговля, поэтому потребность в согласовании действий обоснованно является главным вопросом. Рынки, работающие в режиме реального времени, вносят коррективы в установление цены на сутки вперед, и на рынках долгосрочных форвардных контрактов цена, установленная на сутки вперед, используется в качестве справочной. Это позволяет более тщательно согласовывать действия и осуществлять планирование задолго до эксплуатации. Установление рыночных цен на сутки вперед имеет и другое преимущество: оно открывает доступ на рынок участникам, не располагающим ресурсами для осуществления круглосуточного и ежедневного мониторинга рынка. Это способствует увеличению ликвидности, усилению конкуренции и повышению гибкости, но может и частично притупить неусыпную бдительность участников рынка и снизить быстроту их реакции на неожиданные перемены. Такая организация, скорее всего, также требует более значительных оперативных резервов.

Обязательства «на сутки вперед», связанные с мощностью электропередачи, имеющейся в наличии для торговли, создают базу для заключения контрактов с фиксированной ценой для участников рынка, но потенциально за счет потерь общей эффективности. Фактически рыночные цены, устанавливаемые на сутки вперед, могут давать неверные сигналы о действительных физических условиях, существующих в системе в момент эксплуатации. Это также приобретает определяющее значение для управления работой эффективного рынка, функционирующего в режиме реального времени, в частности для ведения торговли между межсистемными связями. Скандинавские ОПС управляют функционированием интегрированного балансирующего рынка реального времени, который обеспечивает оптимальные перетоки

по межсистемным связям стран Скандинавии в ходе торговых операций в режиме реального времени.

Другие физические параметры различных систем также играют важную роль в разработке и успешном осуществлении мер по организации рынка и созданию торговых механизмов. Рынок стран Скандинавии сформировался в результате либерализации норвежского рынка, где почти вся мощность генерируется гидроэнергетическими объектами, главным образом на водохранилищах, которые представляют собой очень гибкий ресурс балансирования. В Швеции доля гидроэнергетики тоже велика. В 2004 году почти половина выработки электроэнергии в странах Скандинавии приходилась на гидроэнергетику, что открывало всему рынку стран Скандинавии доступ к этим гибким ресурсам, позволяющим эффективно, с относительно небольшими затратами балансировать отклонения от графиков, составляемых на сутки вперед, в краткосрочной перспективе. После присоединения других стран Скандинавии, а следовательно, и увеличения доли тепловых электростанций скандинавский рынок значительно эволюционировал. Ввод в эксплуатацию тепловых электростанций, как правило, обходится дорого, поэтому кратковременные маржинальные затраты за один час работы на порядок выше, чем затраты за 12 часов работы. Вследствие этого на рынке Nord Pool были введены блок-заявки, позволяющие генерирующей компании заявлять определенную цену при условии, что она сможет работать в течение определенного количества часов. Эти блок-заявки со временем все больше и больше усложнялись. В энергетическом пуле PJM так называемое составление графика нагрузки агрегатов непосредственно включено в процесс рыночной диспетчеризации.

В странах материковой Европы акцент делается на трансграничную торговлю, что вполне логично. Работа большинства рынков организована в виде циклов планирования и торговли на сутки вперед, что упрощает согласование действий между ОПС и рыночными операторами. Предложение ЕОПС и EuroPEX о рыночном взаимодействии в форме перетоков имеет ту же основу: акцент в нем делается на трансграничных перетоках между странами и юрисдикциями. Ввиду особенностей европейской системы передачи электроэнергии, характеризующейся большим числом узлов (в этом она похожа на передающую систему в США), возникают сомнения в том, будет ли торговый механизм, фокусирующийся на странах и юрисдикциях, давать достаточные территориальные сигналы в долгосрочной перспективе. Пока был принят лишь ограниченный ряд мер по интеграции и балансированию рынков в странах Европы.

Все рынки находятся в непрерывном развитии. В 2001 году была проведена крупная реформа торговых механизмов на рынке Великобритании. Обычно факторы изменений связаны с рыночной властью, участием потребителей в работе рынка, непостоянными ресурсами, малой энергетикой, управлением рисками и прозрачностью.

Таким образом, теперь очевидно, что для разработки грамотной рыночной модели необходимо создать торговые механизмы, подходящие для конкретных обстоятельств каждой электроэнергетической системы и при этом предусматривающие такие ключевые аспекты, как разукрупнение, доступ третьей стороны, принципы ценообразования на основе затрат и транзакционные издержки. Понятно и то, как важны компромиссы между эффективностью и сложностью. Одной однозначно выигрышной (уравнительной) модели рынка не существует. Однако движущие силы развития имеют ряд общих особенностей, связанных, в частности, с технологическими тенденциями и необходимостью более активного участия потребителей в работе рынка. В этом смысле структура рынка может предполагать определенную степень унификации.

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ И ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Неопределенность – благодатная почва для рисков. Это, безусловно, относится и к значительной неопределенности, связанной со многими основополагающими факторами, определяющими генерацию, транспортировку и потребление электроэнергии. Но верно и то, что неопределенность (а значит, и риск) можно снизить посредством грамотного управления работой системы, анализа и управления информационными потоками. В то же время благодаря ряду факторов, относящихся к генерации электроэнергии, неопределенность будет присутствовать всегда. Речь идет о погоде, разработке технологий, ценах на топливо, конкуренции и т. д.

Неопределенность присуща и механизму регулирования. В данном случае все в руках регулирующих органов и политиков, и важно, чтобы эти две силы учитывали взаимосвязь между неопределенностью в сфере регулирования, бизнес-рисками и затратами. В то же время обязательство устранить такую неопределенность почти наверняка не внушает доверия. Суть в том, что в электроэнергетическом бизнесе, как и в любом другом, риск всегда присутствует на любом участке цепочки создания стоимости. Участникам рынка важно свести риски к минимуму с помощью своих знаний и управлять оставшимися реальными рисками, соотнося потребность идти на риск с получаемыми выгодами.

Для обеспечения эффективности необходимо учитывать все факторы при принятии любых решений, в том числе то, что информация всегда несовершенна – отсюда неопределенность. Механизм стимулирования должен быть структурирован таким образом, чтобы риски распределялись между лицами, ответственными за принятие решений и учет факторов неопределенности. В вертикально интегрированном и регулируемом секторе дела обстоят иначе: там все затраты могут быть переложены на потребителей. В такой системе потребитель, как правило, несет все риски, но инвестиционные и оперативные решения принимаются в вертикально интегрированной коммунальной компании, несмотря на возможность обязательного одобрения решений регулируемыми органами. На либерализованных рынках риски распределяются между лицами, ответственными за фактическое принятие решений; коммунальные компании непосредственно сталкиваются с рисками и должны учитывать их при принятии решений. Рыночная либерализация не влияет на риски или

факторы неопределенности в электроэнергетическом бизнесе. Однако определенные бизнес-риски могут показаться новыми коммунальным компаниям и кредитующим их финансовым организациям. В действительности же эти риски просто более прозрачны и грамотно переложены с потребителей на соответствующих участников рынка.

Проблема управления рисками на либерализованных рынках электроэнергии многоаспектна. Электроэнергия носит по определению изменчивый характер и характеризуется большими часовыми, суточными и сезонными колебаниями. В то же время срок службы большинства электроэнергетических активов составляет от 25 до 60 лет. Раньше принятие инвестиционных решений, в том числе выбор технологии, зависело от традиционных факторов затрат. Оценка постоянных и переменных затрат производилась для всего срока службы актива, а затем их заново уменьшали до текущей стоимости с помощью ставки дисконтирования, отражавшей стоимость денег с учетом доходов будущих периодов, то есть по методу ранжирования затрат для всего срока службы актива. В результате использования этого метода лица, ответственные за принятие решений, несли нулевые или очень небольшие риски, а для их отражения применялись низкие ставки дисконтирования. Ситуация в корне изменилась с появлением либерализованных рынков электроэнергии, где необходим полный учет рисков. Большее признание получают технологии, которые могут разрабатываться и внедряться постепенно и поэтапно и сопряжены с низкими предварительными капитальными затратами, особенно при медленных темпах роста спроса, его нерегулярности или иных сопряженных с ним факторах неопределенности. Так, парогазовые установки (ПГУ) имеют много преимуществ для либерализованных рынков – именно этой технологии нередко отдается предпочтение.

На рынках электроэнергии управление рисками осуществляется путем заключения контрактов между генерирующими компаниями и потребителями. Физические поставки электрической энергии производятся только в момент эксплуатации: генерирующая компания и потребитель (сбытовая компания) окончательно связывают себя обязательствами о физических поставках, когда системному оператору передается график или когда системный оператор принимает окончательное решение о диспетчировании. За любое количество минут, часов, дней и даже лет, предшествующих моменту физического обмена, участники рынка могут не единожды внести изменения в свои обязательства посредством торговли контрактами. Таким образом, с помощью финансовых контрактов (то есть контрактов на обмен денег

вместо контрактов на обмен реальным физическим товаром) вести бизнес проще. Генерирующая компания и потребитель заключают контракт на поставку электроэнергии в течение определенного периода времени в будущем и договариваются о конкретной цене. Если рыночная цена оказывается ниже оговоренной цены, генерирующая компания должна выполнить свое обязательство перед потребителем и выплатить ему компенсацию. Компенсация потребителю может заключаться просто в получении ценовой разницы, что позволит ему купить электроэнергию на рынке по оговоренной цене, или в «физическом» получении электроэнергии. Пока генерирующие компании и потребители могут рассчитывать на рынок «физического» товара, чисто финансовый контракт обладает для них такой же ценностью, что и контракт на физические поставки.

Участникам рынка проще управлять этими финансовыми контрактами без потери стоимости в качестве инструмента управления рисками. Контракты на физические поставки, с одной стороны, создают серьезные проблемы в рыночной структуре. Попытки сохранить в контрактах физические «атрибуты» ставят под угрозу общую экономическую эффективность. На многих рынках контракты на физические поставки вынуждают генерирующие компании прибегать к передаче мощности, чтобы выполнить требования заключенных ими контрактов. Эффективно встроить эти требования в свод рыночных правил и торговые механизмы таким образом, чтобы обеспечить надежное ценообразование исходя из уровня затрат, оказалось непросто. Нередко эти контракты заключались до проведения либерализации, и поэтому они могут стать препятствием для конкуренции.

Электроэнергия носит по определению изменчивый характер. Поэтому для получения продуктивных результатов необходимо непрерывно учитывать при ценообразовании все факторы, в том числе стоимость передаваемой мощности. Если речь идет о контракте на физические поставки и генерирующая и сбытовая компании берут на себя обязательства, привязанные к конкретному временному интервалу, то они должны обеспечиваться гарантированной передаваемой мощностью на тот же период времени. К примеру, два участника рынка могут подписать договор о передаче электроэнергии из пункта А в пункт Б по фиксированной цене в течение года. Если неожиданно в пункте Б за электроэнергию будут предлагать более низкую цену (даже в течение небольшого отрезка времени), эффективным решением на этот срок будет использование передаваемой мощности в противоположном направлении (то есть осуществлять передачу мощности из Б в А). Если

в контракте оговорено физическое резервирование передаваемой мощности, такое изменение направления перетока невозможно: в результате передающие и генерирующие активы будут использоваться менее эффективно. Если в областях А и (или) Б позиция на рынке также является значимым фактором, то у доминирующего участника могут даже быть стимулы заблокировать эту передаваемую мощность, чтобы сохранить свою доминирующую позицию. В подобных обстоятельствах контракты на физические поставки превращаются в реальную угрозу функционированию рынка. На рынке стран Скандинавии, согласно исходным рыночным правилам, разрешалось заключение контрактов, предусматривающих определенные физические «атрибуты». С развитием активных спотовых и балансирующих рынков эти правила устарели.

Ценовая волатильность воспринимается как фактор риска и генерирующими компаниями, и потребителями. Генерирующая компания подвергается риску того, что цена будет недостаточно высокой для покрытия всех затрат. Потребитель подвергается риску того, что временами цена на электроэнергию будет слишком высокой по сравнению с выгодами от энергопотребления. Рынок контрактов предлагает генерирующим компаниям и потребителям возможность «встретиться» и совместно хеджировать риски. Возможно, и та, и другая сторона выразит готовность даже заплатить премию, чтобы избежать рисков. В этом смысле контракты предлагают защиту и генерирующим компаниям, и потребителям.

Коммунальные энергокомпании используют контракты для управления рисками

В вертикально интегрированной и регулируемой электроэнергетической отрасли управление рисками осуществляется посредством принятия решений в коммунальной компании, а все затраты перекадываются на потребителей. В результате разукрупнения распадается цепочка создания стоимости, а риски становятся достоянием общественности: они делаются прозрачными. Конкуренция эффективно перекадывает бизнес-риски с потребителей на тех, кто фактически принимает решения в каждом звене цепочки создания стоимости. В такой разукрупненной и конкурентной электроэнергетической отрасли контракты становятся одним из инструментов, используемых участниками рынка для управления бизнес-рисками. Точно так же они применяются и во многих других секторах с однородным товаром. В настоящее время существует

целый ряд таких инструментов. Необходимость их разработки была обусловлена потребностями участников рынка, созданием новых инструментов в сфере информационных технологий и последними экономическими исследованиями. На либерализованные рынки электроэнергии сейчас внедряются многие инструменты управления рисками и контракты, ранее применявшиеся на рынках товаров, валюты, акций и облигаций. Конкуренция и установление цен на электроэнергию исходя из уровня затрат служат предпосылками для успешного проведения либерализации энергорынка. Исходя из этого, не менее важно предоставить разукрупненной отрасли возможность использовать инструменты управления рисками, которые теперь уже стали прозрачными. Развитие эффективного рынка финансовых контрактов является неотъемлемой частью хорошо функционирующего рынка электроэнергии.

Финансовые контракты необходимы участникам рынка для ведения деятельности, но они важны еще и с точки зрения регулирования конкуренции. Экономические исследования свидетельствуют о том, что контракты, по которым участники рынка берут на себя обязательства на различные отрезки времени, служат еще одной важной цели: они продуктивно минимизируют позицию, занимаемую на рынке, или стимулы для злоупотребления этой позицией. В процессе окончательного планирования фактических операций, когда вся информация уже будет лежать на столе, доминирующий участник рынка сможет проанализировать все варианты и возможности и манипулировать ценами в ходе торговли в режиме реального времени или на сутки вперед. Удерживая генерирующую мощность или просто указывая в заявках цену, превышающую маржинальные затраты, участник может увеличить рыночную цену. Участник может на время лишиться своей доли на рынке, но даже этот фактор можно учесть и включить в расчет доходов. Если тот же самый доминирующий участник связал себя обязательствами на срок менее суток, эти обязательства тоже должны быть приняты во внимание. В то же время, если участник взял на себя предыдущее обязательство осуществить поставку электроэнергии по определенной цене, извлечь выгоду из моментального манипулирования этой ценой путем ее повышения невозможно.

Контракты, заключенные на более долгий срок, сводят на нет стимул к злоупотреблению доминирующей позицией – или по меньшей мере делают манипуляцию более сложной и менее выгодной. С этой точки зрения эффективность рынка финансовых контрактов свидетельствует о преданности участников рынку. Однако такой эффективный рынок

будет развиваться только при условии большого числа участников и веры этих участников в то, что рыночная цена на физический товар не является объектом манипулирования со стороны крупных отраслевых лидеров. Таким образом, переходный период развития ликвидного финансового рынка приобретает решающее значение. Конкурентность основообразующего рынка «физического» товара зависит от наличия долгосрочных контрактов, ограничивающих возможности злоупотребления рыночной властью, а развитие ликвидного финансового рынка зависит от активности рынка «физического» товара. В то же время сохранение долгосрочных контрактов, заключенных до проведения либерализации, может использоваться лидерами отрасли в качестве инструмента удержания своей позиции на рынке.

Опыт Калифорнии показывает, что аннулирование всех контрактов сразу же после реформирования оптового рынка – неудачный ход. В переходный период может потребоваться сохранение ранее заключенных двусторонних контрактов на «физические» поставки (как было сделано в Норвегии), если им не позволят исказить основополагающий принцип ценообразования.

Эффективный рынок финансовых контрактов имеет много особенностей. Наиболее важные из них – это существование торговых организаций, наличие товаров, обеспечивающих потребности в сфере управления рисками, а также достаточный уровень ликвидности (рынок является ликвидным тогда, когда потребители могут покупать и продавать товар в нужных объемах без угрозы возникновения проблем и значительного влияния на цены). Участник рынка, намеренный купить контракт, всегда хочет знать о том, что есть много других участников, готовых выкупить контракт по рыночной цене. Одним из показателей ликвидности является то, что расстояние между «наилучшим предложением» и «наилучшей заявкой» по каждому товару не слишком велико (то есть существует «небольшой ценовой спред»). На рынке финансовых контрактов Nord Pool в сегментах многих наиболее важных товаров действуют так называемые влиятельные субъекты рынка (маркет-мейкеры). Маркет-мейкер обязуется всегда делать заявки и предложения на определенный объем по ценам в границах определенного спреда. На рынке Nord Pool маркет-мейкер получает компенсацию в виде предоставления различных льготных условий, в том числе сокращенной платы за осуществление торговых операций.

Другим показателем ликвидности является объем рыночного товарооборота по сравнению с наличным товаром, подлежащим

физической поставке (в табл. 2 показана ликвидность на различных рынках и в различных рыночных сегментах в разрезе задействованных организаций). Системный или рыночный оператор предлагают торговлю в режиме реального времени. Торговля в режиме на сутки вперед может быть предложена официальным системным или рыночным оператором, а также на частной коммерческой бирже. Рыночный сегмент более долгосрочных контрактов часто представлен на так называемом внебиржевом рынке, где брокеры организуют взаимодействие между участниками рынка, давая им возможность обмениваться двусторонними контрактами. На нескольких рынках электроэнергии также получили развитие биржи по торговле контрактами на реальный товар. По мере развития онлайн-овых торговых площадок и других сложных электронных инструментов управления различие между внебиржевой и биржевой торговлей стало менее очевидным. В зависимости от нормативной базы, существующей в каждой стране, самые большие различия могут касаться правовых требований к биржам для соблюдения минимальных требований к прозрачности, рыночному мониторингу, а также обязательных правил торговли. Наиболее существенное различие связано с управлением рисками на контрагента.

Данные о ликвидности в сегменте, работающем в режиме реального времени (табл. 2), не содержат значимую информацию о различиях в ликвидности, а иллюстрируют различия в структуре рынка. В Австралии Национальный рынок электроэнергии является централизованной диспетчерской службой, а системный оператор NEMMCO по определению занимает 100% рынка. Участникам энергетического пула PJM разрешается самостоятельно совершать торговые операции, в том числе выполнять требования по балансированию: 35%-ная доля свидетельствует об уровне балансирования операций с помощью этого механизма, обеспечивающего равновесие спроса и предложения. На рынке стран Скандинавии 3%-ная ликвидность рынка, работающего в режиме реального времени, указывает на фактический оборот от регулирования мощности, необходимой для балансирования скандинавской электроэнергетической системы. Это аналогично объему реализации на балансирующем рынке Англии и Уэльса. В Великобритании, Швеции и Финляндии участникам рынка разрешается балансировать генерацию и потребление за счет собственных ресурсов, что снижает ликвидность. В Норвегии и Дании регулирование полностью должно осуществляться рыночным путем для минимизации общесистемных требований к регулированию.

Таблица 2

**Ликвидность на различных рынках электроэнергии:
доля оборотов разных рыночных сегментов в общем
энергопотреблении (по данным на 2004 г.)**

	Англия и Уэльс	Австралия – Национальный рынок электроэнергии	Энергопул PJM	Рынок стран Скандинавии	Германия – Европейская энергетическая биржа
В режиме реального времени					
«На сутки вперед»	Данные отсутствуют				
На более длительный срок (биржа)	Данные отсутствуют				
На более длительный срок (внебиржевой рынок)	Данные отсутствуют				

1. Компания d-cypha trade, 2. Австралийская ассоциация по финансовым рынкам, 3. Нью-Йоркская товарная биржа, 4. Межконтинентальная биржа, 5. Общий рынок электроэнергии стран Скандинавии (Nord Pool), 6. Клиринговый центр рынка Nord Pool (Nord Pool Clearing), 7. EEX Clearing.

Источник: d-cypha trade, Австралийская ассоциация по финансовым рынкам, Федеральная комиссия по регулированию энергетики, Европейская энергетическая биржа.

Рынки, работающие в режиме на сутки вперед, являются основной «системой координат» в энергетическом пуле PJM и странах Скандинавии. В скандинавских странах на них уже долгое время торгуется 25% контрактов (аналогичные данные приводятся по PJM). На рынке стран Скандинавии доля рынков, работающих на сутки вперед, выросла до 43%, главным образом вследствие изменения размера платы за осуществление торговых операций на Nord Pool. Учитывая ключевую позицию Германии в европейской электроэнергетической системе, развитие германской энергобиржи (Европейская энергетическая биржа – EEX) имеет большое значение для развития торговли электроэнергией в Европе. Биржа EEX функционирует с 2000 года. Наблюдается довольно медленный, но

неуклонный рост объемов торговли в рыночном сегменте «на сутки вперед». Спотовая торговля в этом сегменте теперь соответствует 11% от общего энергопотребления в Германии. Поскольку биржа EEX и Германия занимают центральное место в европейской торговле электроэнергией, данные по ликвидности Германии могут не только выступать в роли показателя эффективности немецкого рынка, но и отражать эту центральную роль. Европейские энерготрейдеры видят в рынке EEX, работающем в режиме на сутки вперед, «балансирующий рынок» торговли в странах материковой Европы.

Действительно сложной задачей является развитие ликвидных рынков более долгосрочных контрактов. Первые разработки на рынке Великобритании, в том числе так называемые контракты на разницу, превратились в относительно ликвидный рынок в рамках торговых механизмов пула. На рынке стран Скандинавии период с середины 1990-х до 2002 года был отмечен значительным увеличением ликвидности рынка Nord Pool и внебиржевого рынка. В 2002 году оборот на рынке финансовых контрактов более чем в восемь раз превышал общее энергопотребление в странах Скандинавии. Оборот, измеряемый в МВтч, более или менее резко снизился во время скандинавской засухи, но если измерять в таких единицах, как объем торговли, то сокращение оборотов было не столь существенным. Рост ликвидности возобновился в середине 2003 года; в первой половине 2005 года общий оборот почти достиг уровня 2002 года. Норвежские участники рынка осуществили порядка 50% торговых операций с финансовыми контрактами на рынке Nord Pool и в клиринговом центре Nord Pool; от 15 до 20% операций было совершено нескандинавскими участниками рынка. Рост ликвидности отмечается и на рынке PJM, а Федеральная комиссия по регулированию энергетики сообщает о стремительном росте внебиржевого рынка начиная с середины 2004 года.

На рынке Великобритании официальным рынком является только торговля в балансирующем сегменте, работающем в режиме реального времени. Создание ликвидных рынков более долгосрочных контрактов остается на усмотрение участников рынка и коммерческих рыночных организаций. Сформированные рынки более долгосрочных контрактов являются не полностью прозрачными и, по-видимому, достаточно неликвидными. Организацией энерготрейдинга на рынке Великобритании занимаются Нефтяная биржа Великобритании (UKPX) и Международная нефтяная биржа (International Petroleum Exchange). Ликвидность этих рынков и внебиржевую торговлю оценивают коммерческие консалтинговые компании. Участники рынка Великобритании, по всей видимости, отдают предпочтение гораздо

менее динамичной и дорогостоящей стратегии управления рисками путем объединения генерирующего и энергосбытового бизнеса в форме слияний и поглощений. В такой ситуации ликвидность с точки зрения торговли физическими активами приобретает еще более решающее значение. Этот участок рынка Великобритании является ликвидным, а ценовая конкурентоспособность конечного результата действительно является другим важным показателем ликвидности.

Еще одной предпосылкой для обеспечения ликвидности является унификация договорных условий посредством разработки стандартизированных продуктов. Долгосрочный контракт может представлять собой очень краткий документ, требующий значительной юридической доработки, но его преимуществом является то, что он структурирован в расчете на удовлетворение конкретных потребностей всех сторон. Ликвидность требует разработки довольно небольшого числа стандартизированных контрактных форм в зависимости от потребностей участников рынка. Сбытовая компания несет краткосрочные волюметрические риски (как следствие неопределенности энергопотребления) и долгосрочные волюметрические риски (как следствие риска потери потребителей). Сбытовая компания подвергается риску отклонения реальных цен от цен, указанных в договорах купли-продажи, заключенных с конечными потребителями. В краткосрочной перспективе генерирующие компании берут на себя ценовые (волюметрические) риски, связанные с разницей между ценой топлива и другими затратами на эксплуатацию объекта; в долгосрочной перспективе они подвергаются риску того, что рыночная цена в достаточной мере не компенсирует инвестиционные затраты и прибыль. В случае с гидроэнергетическим объектом существует топливный риск, связанный с разработкой водохранилищ.

Для обеспечения этих потребностей на всех рынках предлагается множество контрактов: суточных, недельных, квартальных и годовых. На многих рынках электроэнергия делится также на «пиковую» и «базовую». Базовая электроэнергия едина для всех часов срока действия контракта, а пиковая действует только в рабочие часы в будние дни. Пока рынок стран Скандинавии остается значимым исключением из этого правила; до настоящего времени стандартизированные контракты на пиковую нагрузку на этом рынке не торгуются. Ввиду того что гидроэнергетика играет центральную роль на рынке стран Скандинавии, почасовые тарифы довольно единообразны, хотя сейчас ситуация начинает меняться.

Указанные основные контракты на финансовую поставку в течение определенного периода времени в будущем называются форвардными или фьючерсными. Форвардные контракты обычно торгуются на внебиржевом рынке, а расчеты по ним производятся в момент поставки. Фьючерсные контракты торгуются на бирже, причем расчеты по выплате разницы между оговоренной ценой и справочной рыночной ценой производятся непрерывно. Помимо указанных основных контрактов, предлагаются также свопы – контракты, соединяющие торговлю электроэнергией с другими элементами риска, такими как цены на топливо.

Все большее признание во многих видах деятельности, сопряженных с риском, в том числе на рынках электроэнергии, получает также понятие стоимости опциональности. Все большее распространение имеет точка зрения, согласно которой возможность отложить принятие решительных мер увеличивает стоимость. Таким образом, возможность отсрочить действие увеличивает стоимость. Для трейдера, владеющего фьючерсным контрактом, ценна возможность отложить принятие решения о продаже контракта до того момента, когда он будет знать направление развития цены. Для инвестора не менее ценно поэтапно строить новый генерирующий объект, имея возможность отложить до соответствующего момента реализацию очередного этапа, обеспечивая требуемую окупаемость инвестиций. Для потребителя ценна возможность иметь время поразмыслить над новым контрактным предложением. Рынки опционных контрактов, унифицирующие эти элементы риска с точки зрения особенностей, условий, развиваются, но остаются довольно неликвидными.

На некоторых рынках риски, связанные с текущим управлением генерацией и потреблением электроэнергии, обеспечили ликвидность контрактов, заключенных на срок от двух до трех лет. Многие контракты имеют еще более длительный срок действия. К примеру, инвестор в строительство нового генерирующего объекта может изъявить желание хеджировать риски инвестиций в контракт, срок которого перекрывает значительную часть срока эксплуатации объекта. В целом на такие контракты найдется немного покупателей. Это свидетельствует о том, что инвесторы не готовы принять цену со скидкой в таком контракте – премию за риск, которую потребует покупатель. Потребность в ликвидных финансовых рынках в контексте новых инвестиций связана не с тем, чтобы разрешить инвесторам покрыть все риски. Инвестиции в генерацию электроэнергии неизбежно сопряжены с рисками, как и любые другие инвестиции. Важно, однако, то, что инвестор знает, что существует ликвидный рынок по продаже мощности в ходе эксплуатации, а также ликвидный рынок,

позволяющий управлять рисками, относящимися к покупке топлива и эксплуатации объекта.

Активное развитие рынков финансовых контрактов на продажу электроэнергии началось в конце 2001 года, после краха международной коммунальной энергокомпании и энерготрейдера Enron. Компания Enron была очень крупным участником многих рынков. В этом смысле она внесла значительный вклад в увеличение ликвидности на многих рынках электроэнергии. Enron управляла собственной онлайн-торговой площадкой, на которой она размещала собственные заявки и предложения на нескольких рынках и в нескольких рыночных сегментах. Сам факт исчезновения столь крупного субъекта рынка снизил ликвидность. Однако самым важным последствием стало усиление акцента на другом значимом параметре риска, а именно на риске неисполнения торговым партнером своих обязательств. Это третий по важности риск после волюметрического и ценового рисков. Риск на контрагента (так он называется) привлек большее внимание после краха Enron.

Стандартная услуга, предлагаемая для управления этим риском, называется клирингом: организация предлагает выступить в роли посредника между участниками рынка, заключившими контракт. Клиринговая организация управляет риском на контрагента, который несет каждый участник рынка, посредством оценки кредитоспособности и получения залога. Ее присутствие позволяет отдельным участникам отказаться от дорогостоящего управления кредитоспособностью всех торговых партнеров и сосредоточиться на выполнении собственных требований клиринговой организации. Клиринговой организации принадлежит ключевая роль в совершении рыночных сделок: неисполнение контракта становится проблемой клиринговой организации, а не торгового партнера.

Одно из различий между биржей и внебиржевым рынком заключается в том, что биржа косвенно предлагает клиринговые услуги несмотря на то, что на многих рынках электроэнергии также действует ряд рыночных организаций, предлагающих клиринговые услуги по внебиржевым контрактам. Рынок Nord Pool оказывает клиринговые услуги по внебиржевым контрактам с 1997 года; Межконтинентальная биржа (ICE), крупная и стремительно развивающаяся внебиржевая торговая площадка в энергетическом пуле PJM, также предоставляет клиринговые услуги. Ликвидность рынка стран Скандинавии сильно не пострадала после краха компании Enron, хотя Enron была важным участником в том числе и этого рынка. Клиринг контрактов, возможно, стал ключевым фактором минимизации последствий.

Благодаря либерализации риски сделались более прозрачными и стали неотъемлемой частью процесса принятия решений. На некоторых рынках либерализация также способствовала развитию усовершенствованных инструментов управления рисками. Одна из наиболее серьезных нерешенных задач состоит в том, чтобы определить движущие силы развития ликвидных рынков финансовых контрактов и создать условия для этого развития на всех либерализованных рынках.

Каковы главные движущие силы, благодаря которым удалось сформировать относительно ликвидный финансовый рынок в странах Скандинавии? Успешному формированию либерализованного рынка в странах Скандинавии предшествовали долгие годы развития. Либерализация энергорынка Норвегии была проведена в 1991 году, но финансовый трейдинг фактически начал развиваться лишь в 1998-2000 годах. Структура собственности на рынке Nord Pool также могла стать фактором развития. Финансовым трейдингом на рынке Nord Pool занимается организация Nord Pool Holding. Nord Pool Holding, в свою очередь, является собственностью норвежского и шведского ОПС Statnett и Svenska Kraftnät. Несмотря на то что внебиржевая торговля по-прежнему занимает самую крупную долю финансового рынка стран Скандинавии, рынок Nord Pool, несомненно, сыграл очень важную роль в развитии относительно ликвидного рынка стран Скандинавии. Однако в коммерческом отношении деятельность Nord Pool прибыльной не была. Относительный успех финансового рынка стран Скандинавии можно отчасти объяснить тем, что он получил определенную поддержку государственных ОПС. Еще одним фактором, возможно, стал характер рисков, связанных с высокой концентрацией гидроэнергетических активов.

На ликвидные финансовые рынки приходится значительная доля потенциальных выгод от либерализации. Усовершенствованные инструменты управления рисками, предложенные на ликвидных финансовых рынках, способствовали улучшению качества управления рисками в коммунальных компаниях и в то же время расчистили площадку для развития новой потребительской продукции. С точки зрения потребителя электроэнергии электричество является, в общем, стандартизированным товаром: важно только качество, надежность, цена и уровень энергоснабжения в сравнении с оплатой. Розничные тарифы меняются вместе с оптовыми ценами на электроэнергию, а также с увеличением доходов, необходимых сбытовой компании для покрытия затрат и извлечения прибыли. Коммерческий учет – относительно простой вид деятельности, который дает существенный эффект экономии от масштаба, поэтому в данной области трудно

диверсифицировать электроэнергию как товар. Наиболее очевидный способ диверсифицировать электроэнергию как товар и тем самым увеличить ее ценность для потребителя – это управление рисками.

На конкурентном розничном рынке выбор потребителями способов управления рисками, вероятно, гораздо важнее для размера фактической годовой цены, чем выбор сбытовой компании. Решение о заключении годичного или двухгодичного контракта в конкретный момент времени может привести к более существенным изменениям годовых цен, чем решение о принятии спотовой цены. В этом смысле современная энергосбытовая компания является страховой компанией больше, чем любая другая, а продаваемым товаром служит риск-менеджмент. При разработке новой продукции акцент делается на определении способов предложения потребителям контрактов, наилучшим образом отвечающих их потребности в риске, а для этого, в свою очередь, необходим ликвидный рынок финансовых контрактов.

Контракты предлагают защиту потребителям ...

Цены на электричество отражают изменчивый характер электроэнергии, и периодически они будут достигать очень высокого уровня. В периоды существования в электроэнергетической системе дефицита имеющейся в наличии генерирующей мощности для обеспечения спроса цены будут стремительно расти. Если в электроэнергетической системе обнаружится дефицит предложения (например, в результате засухи в системе с преобладанием гидроэнергетики или высоких цен на топливо), цены будут расти в течение более длительного периода. Для крупных потребителей с высокой долей затрат на электроэнергию в общей структуре затрат такая ценовая волатильность является действительным бизнес-риском. Они могли заключить контракты на продажу собственной продукции по ценам, которые не будут выгодными или конкурентоспособными, если цены на электроэнергию опустятся ниже определенного уровня. С другой стороны, цены могут и сократиться – под воздействием низких цен на топливо, аномальной температуры или большого притока воды в водохранилища. Использование преимуществ периодов низких цен послужит вознаграждением за принятие риска незаключения контракта с фиксированными ценами на более длительный срок (например, на год или два).

Мелкие бытовые потребители, как правило, тратят на электроэнергию лишь небольшую часть общего дохода. По сравнению с рисками, которым они подвергаются, когда берут кредиты на покупку домов и машин, а также с рисками изменения цен на бензин, курсов валют и др. финансовый

риск изменения цен на электроэнергию зачастую сравнительно невелик. С другой стороны, колебания цен на электричество на рынках, работающих в режиме реального времени и на сутки вперед, могут создать неопределенность для тех бытовых потребителей, которые не понимают развития рынков электроэнергии и внимательно за ним следят.

Угроза конкурентоспособности крупных промышленных потребителей электроэнергии наряду с неопределенностью, с которой сталкиваются бытовые потребители, очень быстро может привести к тому, что политическое вмешательство в функционирование рынка станет насущной необходимостью. Однако таких ценовых рисков, которыми нельзя было бы в полной мере управлять с помощью контрактов, не существует. Самый обычный контракт – это договоренность о фиксированной цене в течение фиксированного периода времени. Существуют и более усовершенствованные контракты, в которых за основу берется спотовая цена, но с установленным верхним пределом (сбытовые компании могут предлагать такие контракты, используя опционные контракты на оптовом рынке). Многие крупнейшие потребители электроэнергии распределяют риск, «помещая» определенную долю предполагаемого энергопотребления в один контракт, а остальные доли – в другие контракты. Важнее всего то, что контракты могут эффективно защитить потребителей от кратковременных колебаний цен.

К примеру, крупный промышленный потребитель заключил контракты на продажу алюминия в течение ближайших двух лет. На конкурентном розничном рынке потребитель может подписать контракты на поставку электроэнергии, в которых цена на электроэнергию зафиксирована на таком уровне, на котором эти сделки будут прибыльными. Если цена на электроэнергию будет очень высокой, то алюминиевый комбинат может перепродать ее на рынке и выполнить свои обязательства по поставкам алюминия на мировом рынке алюминия. Во многих отношениях аналогичная ситуация наблюдалась в Норвегии во время засухи зимой 2002-2003 годов.

Чтобы снизить риск нестабильности цен на электроэнергию, бытовой потребитель может подумать над целесообразностью выплаты страховой премии, чтобы избежать колебаний в месячных счетах за электричество. Если это нецелесообразно, потребителю следует подписать контракт, в основе которого лежит спотовая цена плюс затраты на коммерческий учет. Если потребитель предпочитает избегать риска ежемесячных колебаний тарифов, оптимальным вариантом может быть заключение годичного или двухгодичного контракта с фиксированной ценой.

Очевидно, что контракты могут предложить потребителям защиту от внутренне присущей электроэнергии ценовой волатильности. Но как быть с вопросом политического вмешательства в случае резкого изменения цен? Если базовая оптовая цена является конкурентной, а розничный рынок сам по себе конкурентен, политическое вмешательство с целью защиты потребителей заключается главным образом в принятии от их имени решения, связанного с управлением рисками, и это решение вовсе не обязательно эффективно. Плюс ко всему политическое вмешательство порождает затраты в виде утраченного доверия. Подрываются основы рынка, возможно, в значительной мере и на длительное время – значительно позже окончания политического вмешательства и исчезновения его главных причин. Политическое вмешательство также аннулирует добавленную стоимость, которую дает свобода выбора. На оптовых рынках такое решение не годится для защиты потребителей.

Необходимы и другие ответственные решения, связанные с защитой потребителей. Поскольку многие потребители будут вести не очень активную деятельность на розничных рынках, по крайней мере не на начальном этапе, важно определить, как относиться к этим потребителям, то есть какие контракты по умолчанию должны использоваться для потребителей? На некоторых рынках, в том числе в Новом Южном Уэльсе, Дании и Испании, был выбран вариант сохранения регулируемых тарифов для потребителей, которые решили не отказываться от услуг поставщика-лидера отрасли. Это помогает защитить потребителя, но сильно усложняет сбытовым компаниям задачу конкурирования с такими регулируемыми тарифами. Может показаться, что в краткосрочной перспективе потребитель от этого выигрывает. Но если в результате будут подорваны основы конкуренции (а тем самым и основы инноваций и развития), это может послужить во вред потребителю в долгосрочной перспективе. Тариф, подрывающий конкурентную рыночную цену, вероятно, будет экономически нестабильным. В конечном итоге придется ввести для него перекрестное субсидирование за счет других видов деятельности, таких как смежный сетевой бизнес.

В период засухи в Норвегии зимой 2002-2003 годов также встал вопрос о неисполнении контрактов. В Норвегии большинство бытовых потребителей традиционно покупают электроэнергию по контракту, согласно которому цены могут меняться каждую неделю в зависимости от оптовой цены (такой гибкий контракт является исторически сложившимся стандартом). Зимой 2002-2003 годов эти гибкие контракты привели к тому, что розничные тарифы на электроэнергию начали расти беспрецедентными темпами, всего через несколько недель после увеличения оптовых цен.

Потребители отреагировали некоторым снижением потребления, и вдобавок разгорелись жаркие общественные споры о функционировании рынка и решении возникших социальных проблем. Похожую засуху и почти такой же рост оптовых цен пережила и Швеция. Но в Швеции бытовые потребители обычно заключают годичный контракт с фиксированной ценой. Поэтому розничные тарифы на электроэнергию увеличились только спустя долгое время и в разы меньше, чем в результате кратковременных повышений в Норвегии. Вызванные этим общественные споры в Швеции носили совершенно иной характер и не имели социальной направленности. Бытовые потребители в Швеции отреагировали на изменение цен небольшим снижением потребления, что вполне закономерно. После засухи (в III и IV кварталах 2004 года) доля норвежских бытовых потребителей, заключивших контракты с нефиксированной ценой, сократилась с 95% до 85%. Однако с тех пор она снова возросла. Это признак того, что норвежские бытовые потребители по-прежнему отдают предпочтение контрактам с нефиксированной ценой³³.

На большинстве либерализованных рынков применяется следующий подход: все розничные цены определяются в ходе конкуренции на самом же розничном рынке. Это вызывает беспокойство потребителей, которые не хотят тратить время на оценку различных контрактов на электроэнергию. Время совершения сделки и затраты на фактический переход на нового поставщика также становятся решающими факторами. На некоторых рынках процесс облегчает централизованное распространение информации о тарифах, позволяющее потребителям сравнить розничные тарифы; на других рынках используются иные подходы, но с одинаковой целью – облегчить сравнение – и нередко в виде предложения онлайн-услуг. Законом о коммунальных предприятиях от 2000 года был создан независимый орган EnergyWatch, назначение которого – защита и обеспечение интересов потребителей путем предоставления объективной информации и консультаций, а также рассмотрения жалоб потребителей. Норвежский антимонопольный орган (Управление по конкуренции) размещает на своем сайте подробные данные о ценах, так же, как и Шведское агентство по защите интересов потребителей. В Дании сбором и публикацией информации о розничных тарифах занимается электроэнергетическая ассоциация. В конкретной области в Финляндии бытовые компании-лидеры отрасли по закону обязаны составлять списки розничных тарифов. В США в тех штатах, где существует свобода выбора поставщика, у различных комиссий штатов

³³ Дирекция по водным ресурсам и энергетике Норвегии, 2005.

по коммунальному обслуживанию (например, у Комиссии Пенсильвании по коммунальному обслуживанию) есть интернет-сайты, на которых размещена информация о ценах.

Потребители обретут защиту в виде контрактов только в том случае, если оптовый рынок таких контрактов будет конкурентоспособным, а предложение товара, являющееся результатом конкуренции между сбытовыми компаниями, сможет обеспечить потребительские нужды. В этом смысле наилучшей защитой для потребителей является хорошо функционирующий оптовый рынок с ценообразованием, отражающим уровень затрат, а также ликвидные финансовые и конкурентные розничные рынки. На нескольких рынках удалось найти рецепт создания относительно успешных оптовых рынков. Опыт формирования конкурентных розничных рынков является менее определенным.

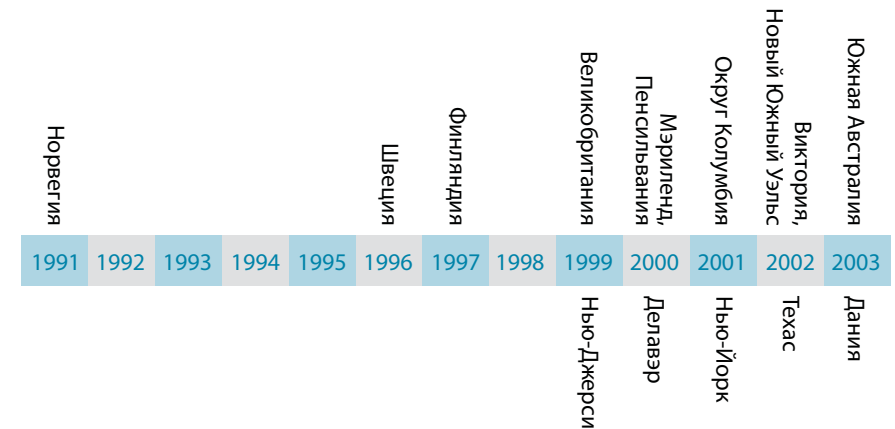
Розничная конкуренция

Конкурентный розничный рынок является последним средством дать потребителям возможность получить часть выгод, создаваемых на всей протяженности цепочки создания стоимости, в ходе либерализации рынка электроэнергии. Фактически эффективная розничная конкуренция обеспечивает потребителям естественную защиту. По давлению конкуренции сбытовые компании могут разработать новые виды контрактов и продуктов, которые увеличат добавленную стоимость от либерализации. В той же мере, в какой розничная конкуренция является важнейшей частью комплекса мер по либерализации, она оказалась и одной из самых трудных задач. С ней сопряжены затраты на внедрение необходимой инфраструктуры для обеспечения целесообразности розничной конкуренции. Сложнее всего распространить выгоды от конкуренции на мелких бытовых потребителей, так как затраты могут значительно превысить выгоды. Больше всего увеличивает стоимость установка интервальных счетчиков с возможностью ежедневного дистанционного снятия показаний, но они относительно дороги в установке и эксплуатации. Альтернативой для мелких потребителей является система, в которой используются профили расчетной нагрузки, основанные на месячных, квартальных или годовых показаниях счетчиков. Но управление такой системой тоже обходится недешево. Более того, она искажает стимулы и не может обеспечить переключивание почасовых тарифов на потребителей.

В большинстве юрисдикций на рынках Великобритании, стран Скандинавии и Австралии, а также в энергетическом пуле PJM все потребители имеют право перейти на нового розничного поставщика (рис. 9).

Рис. 9

Год, в течение которого всем потребителям разрешается поменять поставщика электроэнергии



Изучение доли потребителей, воспользовавшихся этим правом, позволяет обнаружить интересные тенденции, несмотря на то что данные о переходе на новые тарифы напрямую несопоставимы (табл. 3). Данные собраны из разных источников, самые старые из них относятся к 2001 году (в случае с Финляндией).

Таблица 3

Переход потребителей, имеющих право выбора поставщика электроэнергии, на новые тарифы: доля потребителей, уже не обслуживаемых энергосбытовой компанией-лидером, в общем числе коммунальных и некоммунальных потребителей

	Норвегия	Швеция	Финляндия	Англия и Уэльс	Нью-Джерси	Пенсильвания
Класс потребителей	К 4-му кварталу 2004 г.	К 2004 г.	В 2001 г.	К марту 2003 г.	К 2004 г.	К 2004 г.
Бытовые потребители	24%	32%	1%	38%		6%
Небытовые потребители	31%	Данные отсутствуют	3%	Данные отсутствуют	18%	15%

	Мэриленд	Нью-Йорк	Округ Колумбия	Техас	Австралия (Национальный рынок электроэнергии)	Дания
Класс потребителей	К 2004 г.	К 2004 г.	К 2004 г.	К 2004 г.	К маю 2005 г.	В 1-м квартале 2003 г.
Бытовые потребители	4%	5%	11%	10%		1%
Небытовые потребители	29%	33%	38%	62%	16%	8%

Источник: NEMMCO, Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам Великобритании, Elfor, Дирекция по водным ресурсам и энергетике Норвегии, STEM, Finergy, Pfeifenberger, Wharton & Schumacher (2004 г.).

Несмотря на то что эти данные напрямую несопоставимы, таблица иллюстрирует несколько общих тенденций. На небытовых потребителей в целом приходится от 50% до 75% от общего энергопотребления в той или иной стране. Как правило, среди небытовых потребителей с более высоким

уровнем потребления гораздо выше процент перехода на новые тарифы. Фактически процент перехода среди таких потребителей может быть достаточно высок, для того чтобы подорвать рыночную долю конкретной сбытовой компании в данном сегменте. Если верить результатам четвертого отчета об эталонном анализе, проведенном Европейской Комиссией в 2005 году, более 50% крупных промышленных потребителей поменяли поставщика после того, как им было предоставлено такое право в следующих странах: Великобритания, Норвегия, Швеция, Финляндия и Дания.

Среди бытовых потребителей процент перехода, напротив, относительно невысок, за исключением стран, имеющих многолетний опыт полной свободы выбора сбытовой компании, таких как Норвегия и Швеция. Следует отметить, что столь значительный процент перехода среди бытовых потребителей можно объяснить рядом факторов. В Великобритании был образован розничный энергетический и газовый пул, что повышает привлекательность перехода на нового поставщика для многих потребителей. В Норвегии и Швеции бытовое энергопотребление остается на высоком уровне ввиду высокой доли электроотопления.

Примет ли потребитель решение перейти на нового поставщика, как правило, зависит от того, сколько он выиграет от этого перехода и сколько на него потратит. Выгоды зависят от уровня конкуренции между сбытовыми компаниями. Под давлением конкуренции сбытовые компании максимально урежут прибыль, оптимизируют управление отношениями с клиентами и разработают новые, передовые продукты с вероятным акцентом на управлении рисками. Решение перейти на нового поставщика обычно зависит от прямых затрат на переход, а также от того, какие усилия необходимы для оценки предложений и фактического осуществления процесса перехода. С нормативной точки зрения самым простым путем к созданию необходимой конкуренции в розничном секторе была минимизация затрат на переход и снижение стоимости вступления в отрасль посредством формирования механизма эффективного балансирующего рынка и ликвидного финансового рынка.

Первым серьезным препятствием для перехода на нового поставщика является фактическое руководство процессом перехода. У местной сетевой компании, имеющей собственное розничное подразделение, нет стимулов для создания потребителям условий для беспрепятственного перехода на нового поставщика. На большинстве рынков разработка унифицированных процедур, соответствующих регулируемому доступу третьей стороны на оптовый рынок, была неотъемлемой частью механизма

регулирования. В Австралии системный оператор NEMMCO управляет полностью централизованной системой перевода потребителей на новые сбытовые организации.

На многих рынках нерешенной проблемой остается своевременный коммерческий учет: как правило, передача безошибочных данных учета от местных сетевых операторов коммерческим сбытовым компаниям производится с большими задержками. Это постоянная угроза подлинной независимости сбытовых компаний. Другим значимым препятствием является свободный информационный поток. Местные сетевые компании обычно владеют всеми статистическими данными счетчиков; если у сбытовых компаний-конкурентов не будет беспрепятственного доступа к одним и тем же данным, то сбытовая организация, являющаяся лидером отрасли, может извлекать выгоду из этой информации.

Еще одной серьезной проблемой, особенно для бытовых и мелких потребителей, является наличие необходимых приборов учета. Если цена за потребляемую электроэнергию назначается в соответствии с обычным совершением рыночных сделок на ежечасной или получасовой основе, то показания счетчиков должны сниматься через одинаковые промежутки времени, а данные счетчиков должны передаваться на обработку в рамках обычного расчетного цикла (обычно это суточный цикл). В случае с крупными потребителями эта задача обычно решается с помощью интервальных счетчиков с дистанционным снятием показаний, которые устанавливаются на месте (на рынке стран Скандинавии свыше 50% нагрузки учитывается с помощью интервальных счетчиков с дистанционным снятием показаний). Стоимость установки, эксплуатации и технического обслуживания этого оборудования легко окупается при высоком уровне потребления. В случае с коммерческим и бытовым потреблением, уровень которого невелик, сопоставление затрат и выгод вызывает больше сомнений.

Альтернативой является построение графика потребления для мелких потребителей, который можно использовать для расчета потребления электроэнергии конкретным бытовым потребителем в конкретный час по стандартной формуле. Впрочем, расчет всегда будет приблизительным. Повышение уровня сложности позволит сделать расчет более точным, но вместе с тем и увеличит затраты на производство расчетов и управление работой системы. Данный подход, известный как составление графика нагрузки, повысил процент перехода бытовых потребителей на нового поставщика в Англии и Уэльсе, в Норвегии и Швеции. Однако такая практика неизбежно приведет к возникновению искажающих стимулов

– по крайней мере, в определенной степени. Так, выгоду извлекут потребители, в чьих графиках нагрузки пиковые значения выше, чем в графике расчетной нагрузки (и на которых приходится более высокое энергопотребление в пиковые часы). В качестве примера маркетинговой политики сбытовых компаний, иллюстрирующего некоторые последствия таких искажений, можно привести Австралию, где энергосбытовые организации предложили компенсационную скидку с рыночной цены в качестве стимула для потребителей, чтобы те покупали кондиционеры воздуха. Сбытовая компания может извлечь выгоду из пикового спроса в рыночном сегменте с графиками нагрузки. Это, в свою очередь, увеличивает пиковый спрос на всем австралийском рынке.

В последнее время все большее число юрисдикций всерьез рассматривает вариант массового внедрения интервальных счетчиков с дистанционным снятием показаний. В Италии коммунальная компания Enel решила установить оборудование для дистанционного учета примерно для 30 миллионов бытовых потребителей. Стоимость установки оценивалась в 2,1 миллиарда евро (70 евро в расчете на один прибор). К концу 2004 года было установлено свыше 20 миллионов счетчиков³⁴. В Скандинавском регионе несколько местных сетевых компаний приступили к реализации проектов массового внедрения. Местная сетевая компания Дании Sydvest Energi к концу 2007 года намерена установить счетчики с дистанционным снятием показаний для всех 150 тысяч своих потребителей³⁵. Главным стимулом для реализации этих проектов служит то, что они снижают административные затраты на управление процессом учета энергопотребления и при этом улучшают функционирование энергорынка. Во многих странах проводятся эксперименты и исследования в области интеллектуальных счетчиков и обмена данными через электросеть.

В Европейском Союзе Директива о рынке электроэнергии обязывает все страны-члены предоставить всем потребителям свободу выбора розничного поставщика не позднее 1 января 2007 года. Но во многих странах продолжают споры об общих затратах и выгодах полной свободы выбора энергосбытовой организации. В 2001 году правительство штата Квинсленд опубликовало отчет, в котором дается оценка затрат и выгод от полной розничной конкуренции, и впоследствии приняло решение не внедрять эту концепцию. Следует отметить, что единственными выгодами, рассмотренными в данном отчете, являются прямые выгоды от экономии в результате конкуренции; более динамичные последствия, связанные, например, с разработкой новых продуктов, не были приняты во внимание.

³⁴ Nordel, 2004b.

³⁵ МЭА, 2003b.

В некоторых штатах США тоже отказались от полной свободы выбора розничного поставщика.

Было признано, что если у потребителей нет свободы выбора, они оказываются фактически привязанными к определенным энергосбытовым организациям. Было предложено несколько альтернативных подходов к решению этой проблемы. Одна из наиболее серьезных опасностей, связанных с постоянной зависимостью бытовых потребителей, состоит в том, что они становятся объектом перекрестного субсидирования за счет крупных потребителей. Один из подходов заключается в том, чтобы разрешить конкурсные торги за право поставлять электроэнергию потребителям, привязанным к одному поставщику, но здесь существует риск, что коммунальная компания, являющаяся лидером отрасли, будет иметь значимое информационное преимущество. Спор о полной розничной конкуренции еще не завершился, но практически у всех потребителей на относительно успешных рынках (в Великобритании, Австралии, на рынке стран Скандинавии и в энергетическом пуле PJM) есть свобода выбора, и многие из них этой свободой пользуются. В конечном счете речь идет о рассмотрении двух взаимосвязанных элементов: а) как лучше защитить потребителя от неэффективности и перекрестного субсидирования; б) как лучше подготовиться к инновационным возможностям, которые может предложить развитие технологий будущего.

ИНВЕСТИЦИИ В ГЕНЕРАЦИЮ И ПЕРЕДАЧУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Либерализованные рынки электроэнергии повышают эффективность работы электроэнергетической системы на многих участках цепочки создания стоимости – от генерации до потребления. Конкуренция и ценообразование на основе затрат придают важность всем принимаемым решениям и дают четкий сигнал к действию. Однако операционные затраты – это лишь часть общих затрат на электроэнергию. Значительная доля затрат на электроэнергию, оплачиваемых ее потребителем, приходится на финансирование генерирующих и передающих активов. Усовершенствование процесса принятия решений по инвестициям, связанным с генерирующими мощностями, возможно, является одной из наиболее значительных выгод от либерализации. И в то же время одной из самых серьезных проблем на либерализованных энергорынках. Для многих инвестиционных проектов требуется длительный период подготовки, а финансовые последствия этих проектов проявляются в течение нескольких десятилетий после их реализации. Переходный этап формирования рынка характеризуется неопределенностью, которая может ухудшить инвестиционный климат. Процесс либерализации может привести к парадоксальной ситуации, когда успех либерализации зависит от инвестиций, а инвестиции – от успешности перехода к либерализованным рынкам. Инвестиции в генерацию электроэнергии, по всей видимости, являются самым серьезным испытанием для развития активных и стабильных рынков.

Многие рынки, в том числе и скандинавский, извлекли выгоду из первоначального избытка мощности, который первое время ослабляет давление на рынок и позволяет ему пройти переходный этап развития рыночных организаций. У политиков есть время вселить доверие к рынку, когда над ними не довлеет напряженный баланс спроса и предложения. В то же время избыток мощности также подчеркивает необходимость совершенствования. Рынки с избытком мощности также нередко характеризуются относительно низкими темпами роста спроса, а это означает, что определить правильные сроки для новых инвестиций непросто, а когда через несколько лет баланс становится напряженным, политическое давление все же возникнет.

Рынки, начинающие с напряженной ситуации, как это произошло в Южной Австралии и Онтарио, напротив, оказываются в особенно непростом положении вскоре после создания рынка. Фактически они вынуждены

проходить испытание, не успев как следует развиваться. Но высокий рост спроса, приводящий к напряженному балансу, как случилось в Южной Австралии, дает быстрые и четкие ценовые сигналы для инвестиций.

В итоге в какой-то момент инвестиции неизбежно понадобятся, и этот момент станет испытанием для либерализованных рынков независимо от отправной точки в их развитии.

Инвестиции в генерацию электроэнергии, приводимые в движение рынком.....

Цены на либерализованных рынках определяются в процессе проведения конкурсных торгов. Потребители и генерирующие компании находят маржинальный ресурс, поддерживающий баланс спроса и предложения, – и цена установлена. В периоды низкого спроса цены формируются генерирующими объектами с наименьшими маржинальными затратами. В периоды высоких и пиковых нагрузок цену устанавливают генерирующие объекты, которые несут более высокие маржинальные затраты. В течение нескольких часов очень высокого спроса цену определяют самые дорогие ресурсы. Обычно это объекты с низкими капитальными затратами и высокими маржинальными затратами, такие как газотурбинные установки открытого цикла. Цены также могут устанавливаться в результате снижения или изменения спроса, если потребление приобретает меньшую ценность для некоторых потребителей, чем альтернативная рыночная цена. Маржинальные цены формируются в том случае, когда маржинальные затраты равны маржинальным выгодам.

Под давлением конкуренции генерирующая компания захочет производить электроэнергию по цене, позволяющей окупить затраты на каждый дополнительный МВтч, но эти маржинальные затраты не покроют амортизацию и не принесут прибыль на вложенный капитал. Генерирующие объекты окупают инвестированный капитал в периоды, когда цена устанавливается более дорогими объектами. Таким образом, объекты с высокими капитальными затратами должны работать больше часов в году, чтобы быть прибыльными, даже если маржинальные затраты невысоки. Эти базисные электростанции окупят инвестированный капитал, когда цены будут формировать объекты с более высокими маржинальными затратами. Объекты, рассчитанные на среднюю нагрузку, смогут окупить вложенный капитал только в те часы, когда цену будут устанавливать самые дорогие ресурсы. А самые дорогие ресурсы активизируются лишь в крайне редких случаях очень напряженного баланса спроса и предложения.

Ресурсы пиковой нагрузки традиционно представлены такими генерирующими объектами, как газотурбинные установки открытого цикла. Таким образом, прибыльность инвестирования в газотурбинные установки открытого цикла зависит от способности их владельцев подать к ним на рынке ценовые заявки, превышающие маржинальные затраты. Проблем с этим, как правило, не возникает, так как гарантирующий поставщик будет обладать значительной рыночной властью в те часы, когда в ней возникнет потребность. Владелец сможет взимать плату за дефицитность. С другой стороны, эта рыночная власть может представлять угрозу для экономической эффективности всего рынка и поднять политические вопросы. Для функционирования рынка важно, чтобы генерирующая компания никогда не была гарантирующим поставщиком.

Ценность потребляемой электроэнергии не является неопределенной. Электричество имеет миллионы разных назначений и используется миллионами разных потребителей. Каждый потребитель придает каждой цели разную ценность. Ценность бывает разной: от возможности нагреть частный бассейн во вторник в полдень до безопасного проведения операции на сердце. За определенную цену всегда найдет потребитель, готовый снизить энергопотребление или перенести его на другое время. Если рыночные правила максимально облегчают потребителю участие в работе рынка, скорее всего, большее число потребителей сможет дать ответную реакцию, а результатом станет снижение цен. Первое время крупные промышленные потребители на либерализованных рынках играют самую главную роль, что зависит от их маржинальной выгоды от потребления и затрат на управление сокращением нагрузки с точки зрения оборудования, организации и времени. Рыночные правила, дающие возможность беспрепятственного участия потребителей в работе рынка, эффективно ограничивают рыночную власть центральной генерирующей компании, последней предлагающей поставки.

Если ценообразование на основе затрат на конкурентных рынках может эффективно вовлечь часть потребителей в балансирование системы, это значит, что либерализация, по сути дела, создала новый ресурс. Это наглядно иллюстрирует новую инвестиционную парадигму, которая развивается на либерализованных рынках. Технологии видятся в новом свете; предыдущее деление технологий на базовую, среднюю и пиковую стало менее четким. Риски стали прозрачнее, и теперь их переложили с потребителей на тех участников рынка, которые принимают решения об инвестициях и работе энергосистем. В результате капиталоемкие технологии, на строительство которых требуется длительное время, воспринимаются более скептически, даже если маржинальные затраты

невелики. С другой стороны, трансграничная торговля расширяется, и благодаря ей теперь формируется более крупный рынок капиталоемких технологий. Доступ на более крупные и развивающиеся рынки может значительно снизить риски крупных первоначальных капиталовложений.

Однако развитие рынков, достаточно активных для поддержания баланса спроса и предложения в чрезвычайно напряженных ситуациях, по-прежнему тормозят различные препятствия и трудности. Прежде всего в электроэнергетическом секторе традиционно делается сильный акцент на предложении, отчасти потому, что вовлечение потребителей в принятие решений – это процесс дорогостоящий и непростой. Акцент на предложении также повлиял на установление рыночных правил: при их разработке редко предусматривается возможность участия потребителей в деятельности рынка. Если посмотреть на ситуацию с нормативной точки зрения, мы увидим неизбежную проблему переходного периода. Чтобы управлять собственным активным участием в функционировании рынка, потребители должны будут вложить средства в оборудование, образование и потратить время. Большинство потребителей также получит маргинальную выгоду от потребления, которая в нормальных условиях значительно превышает рыночную цену. Среднерыночные цены часто колеблются в диапазоне от 20 евро за МВтч до 40 евро за МВтч, но потребители, пользующиеся наименьшими маргинальными выгодами, смогут изменить спрос только в том случае, если фактические цены в 10 или 100 раз превысят рыночную. Это означает, что нельзя ждать от потребителей ответной реакции на цены до тех пор, пока они не обнаружат на рынке отдельные ценовые пики. Итак, изначально некоторые генерирующие компании могут оказаться гарантирующим поставщиком и получить полную рыночную власть. С политической точки зрения это может показаться неприемлемым, но, с другой стороны, вмешательство может разрушить механизм, на котором должно строиться участие потребителей в работе рынка. Иллюстрацией служит влияние слишком низкого верхнего предела цен на инвестиции в строительство генерирующих объектов, рассчитанных на пиковую нагрузку. В этом смысле политическое вмешательство из страха краха рынка может иметь обратный эффект.

Проблема может дополнительно усложниться существованием риска действительного энергодефицита на этом переходном этапе. Если в системе произойдет несколько неожиданных, маловероятных событий, возможно, необходимо будет вынужденно сбросить нагрузку, чтобы остальные элементы системы продолжали функционировать. Однако рассматривать вынужденные отключения как естественный способ

поддержания баланса спроса и предложения на рынках электроэнергии недопустимо с социальной точки зрения.

Как следствие, на многих рынках были установлены верхние ценовые пределы. Это ограничивает свободу действий доминирующего участника, но в то же время и возможность общего поиска наиболее эффективного баланса спроса и предложения. Если верхний ценовой предел невысок, рынку также посылается четкий сигнал о готовности вмешаться. Эффект от такого сигнала может быть еще хуже, чем от самого введения верхних ценовых пределов: он отобьет желание инвестировать в генерацию, особенно в строительство пиковых электростанций, а у потребителей – желание участвовать в работе рынка.

Но ограничение рыночной власти не единственная причина установления верхних ценовых пределов. Если последним ресурсом является вынужденный сброс нагрузки, нужно по крайней мере определить стоимость этого ресурса. Проблема возникает из-за того, что потребители не сообщают, в чем для них в первую очередь заключается ценность от потребления электроэнергии. Поэтому стоимость или затраты на вынужденный сброс нагрузки по определению неизвестны. Необходимо оценить эту так называемую стоимость потерянной нагрузки (СПН). В некоторых странах активно используют величину СПН для расчета верхних ценовых пределов и определения выгод от других стимулов повышения надежности работы системы. В таблице 4 приведены различные верхние ценовые пределы, которые используются в энергетическом пуле PJM, на рынках Австралии, Великобритании и стран Скандинавии.

Таблица 4

Верхние ценовые пределы в энергетическом пуле Пенсильвания–Нью-Джерси–Мэриленд (PJM) и на рынках Австралии, Великобритании и стран Скандинавии (МВтч)

PJM	Австралия	Великобритания	Дания	Финляндия	Норвегия	Швеция
1000 долларов США	10000 австралийских долларов	-	-	-	50000 норвежских крон	20000 шведских крон
830 евро	6250 евро				6300 евро	2100 евро

Верхний ценовой предел, установленный в энергетическом пуле PJM, предназначен для защиты против злоупотребления рыночной властью. На большинстве либерализованных рынков в США верхние ценовые

пределы имеют те же значения. В Австралии, Швеции и Норвегии при установлении верхних ценовых пределов исходили из оценки СПН. В Австралии в 2001 году верхний ценовой предел был увеличен с 5000 до 10 000 австралийских долларов, когда обнаружилось, что слишком часто использовался более низкий потолок тарифов. На рынке стран Скандинавии спотовая биржа Nord Pool также установила лимит системной цены, равный 10 000 норвежских крон за МВтч (примерно 1250 евро за МВтч); однако на Nord Pool его рассматривают не как верхний ценовой предел, а как технический лимит, который немедленно увеличат, как только в этом появится необходимость.

В Швеции возник реальный риск того, что предложение не сможет удовлетворить спрос без вынужденных отключений, особенно после очень напряженных ситуаций зимой 2000 и 2001 годов. Одной из главных причин возникновения проблемы стала консервация некоторых старых электростанций, работающих на нефти. Правительство Швеции поручило ОПС Svenska Kraftnät провести исследование возможностей инвестирования в создание новых мощностей на рынке свободной торговли и представить свои предложения. Было предложено уполномочить Svenska Kraftnät в переходный период с 2003 по 2008 год закупить дополнительные резервные мощности; предложение было одобрено правительством. Правила активации резервов продуманы таким образом, чтобы свести искажающий рыночный эффект к минимуму. К примеру, если происходит активация мощности, цены увеличиваются с 8000 шведских крон за МВтч до 15 000 шведских крон за МВтч. Покупка резервов происходит в ходе конкурсных торгов, при этом делается попытка привлечь максимальное число потребителей к участию в торгах. Следует отметить, что в исследовании, проведенном компанией Svenska Kraftnät, не затронуто ее право собственности на газовые турбины для оперативных резервов и та роль, которую это может сыграть в обеспечении прозрачности и предсказуемости для инвесторов.

На рынках Австралии, Великобритании и стран Скандинавии правительство четко обозначило свое намерение сделать ценовые сигналы правильными стимулами к инвестированию для участников рынка. Дополнительные финансовые стимулы использоваться не будут, за исключением переходного механизма в Швеции. Это рынки «единой цены», или рынки, на которых торгуется только электроэнергия. Необходимо отметить, что неверно считать, будто на рынках, где торгуется только электроэнергия, генерация мощности не будет компенсироваться. Рынок единой цены предназначен для возмещения и переменных, и постоянных затрат с

помощью одной и той же цены, что соответствует нормальным принципам ценообразования для большинства других товаров.

В Нидерландах правительство провело исследование надежности энергоснабжения, где, в частности, рассматривается, создадут ли рынки единой цены стимулы для обеспечения достаточной генерирующей мощности. Независимый правительственный орган, осуществляющий анализ экономической политики, Бюро анализа экономической политики Нидерландов выполнило анализ затрат и выгод и пришло к выводу, что выгоды не оправдывают затраты на генерацию той или иной величины мощности³⁶. А правительство Дании, напротив, сделало акцент на развитии нормативного и рыночного механизма, обеспечивающего прозрачность и четкие ценовые сигналы. Оно также уполномочило ОПС TenneT сформировать рынок резервов мощности, поставляемых гарантирующими поставщиками, в соответствии с теми же принципами, что и переходный механизм в Швеции³⁷.

На рынках Австралии, стран Скандинавии и Великобритании в настоящее время идет наращивание производственных мощностей. Рынок Южной Австралии подвергся испытаниям вскоре после своего создания, когда цены достигли пиковых значений, что стало отражением дефицита энергоснабжения. Рост цен вызвал обеспокоенность политических структур, но вмешательство заключалось только в удвоении верхнего ценового предела. Были осуществлены инвестиции в строительство пиковых электростанций, что также является подходящей технологией для решения проблемы стремительного роста пикового спроса. Рынок стран Скандинавии пережил длительный период избытка мощности и отсутствия новых инвестиций, за которым последовал период более напряженного баланса спроса и предложения, когда инвесторы колебались с принятием инвестиционного решения. Единственными значительными новыми инвестициями стали вложения в строительство субсидируемых ветроэлектрических генераторов, главным образом в Дании. Сейчас идет строительство нескольких новых электростанций: в Финляндии строится новая атомная установка мощностью 1600 МВт, в Швеции – новая ТЭЦ мощностью 400 МВт, а в Норвегии решили построить две парогазовые установки.

Во многих странах серьезную обеспокоенность политиков по-прежнему вызывают препятствия для своевременных и эффективных инвестиций, в том числе сможет ли рынок единой цены в достаточной мере вознаградить

³⁶ Svenska Kraftnät, 2002.

³⁷ Бюро анализа экономической политики Нидерландов, 2004.

инвесторов за вложение капитала. Эта обеспокоенность наблюдается в Австралии, Великобритании и странах Скандинавии, где за развитием событий внимательно следят. Однако до сих пор никаких ошибок не выявлено. Инвестиции в либерализованные рынки осуществляются «точно в срок», то есть когда в этом возникает насущная необходимость. Пока нет оснований полагать, что ценообразование на основе затрат, действительная конкуренция и грамотные рыночные организации не смогут дать сигналы к своевременному и эффективному инвестированию. Вместо того чтобы создавать дополнительные стимулы для улучшения качества инвестиционных решений посредством вмешательства, политики могут использовать другие (более очевидные) способы устранения барьеров для инвестиций.

В странах Скандинавии природоохранная политика создала значительную неопределенность для инвесторов. В Швеции и Норвегии начались долгие споры о прекращении использования атомных технологий и применении природного газа для генерации электроэнергии. В Дании субсидирование возобновляемых источников энергии привело к массовому увеличению мощности генерации из возобновляемых источников. Мощность объектов, вырабатывающих электроэнергию из непостоянной энергии ветра, составила, в частности, 2500 МВт. Несмотря на столь высокую степень неопределенности, рынку стран Скандинавии пока удается справляться с ситуацией. Помимо политических причин для отказа от одних и поддержки других технологий существует еще более важная проблема – получение разрешения на строительство. Синдром недопущения какой-либо деятельности на своей территории («пожалуйста, но только не у меня» – Not In My Backyard, NIMBY), а также синдром недопущения строительства вблизи своей территории (Build Absolutely Nothing Anywhere Near Anybody, BANANA) остаются постоянной частью процесса принятия инвестиционных решений в электроэнергетическом секторе. Прозрачные процедуры беспрепятственной выдачи разрешений на строительство новых генерирующих объектов и линий электропередачи имеют определяющее значение для создания механизма, обеспечивающего достаточность, своевременность и эффективность инвестиций.

Вставка 4. Инвестиции, приводимые в движение рынком: Австралия

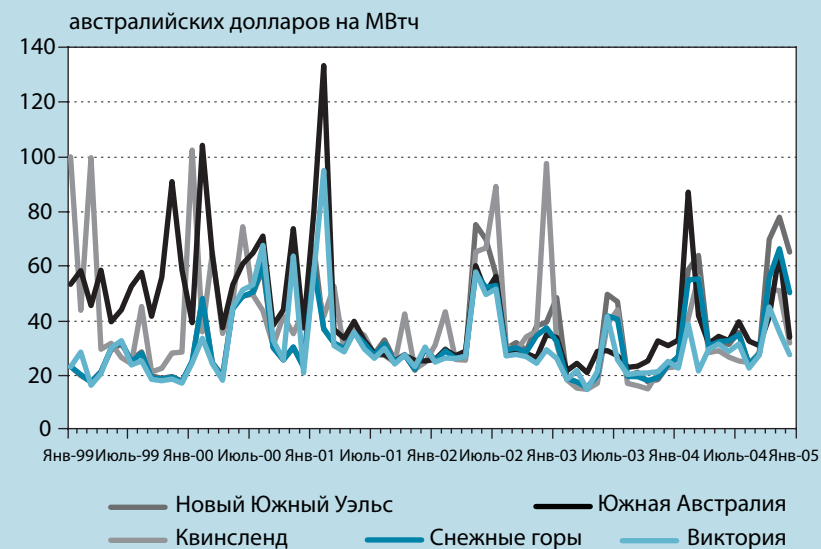
Австралийский Национальный рынок электроэнергии начал работу в 1998 году. На рис. 10 приведены средние месячные цены в период с 1999 по 2004 год. Пик спроса в Австралии приходится на лето (из-за активного использования кондиционеров), темпы роста спроса высоки. В первые

годы существования рынка баланс спроса и предложения был довольно напряженным. Цены хорошо это отражают: в летние месяцы, особенно в штате Южная Австралия летом 2000 и 2001 годов, средние цены были довольно велики.

Национальный рынок электроэнергии работает по принципу рынка единой цены, на котором цены на электроэнергию устанавливаются в соответствии с нормальными торговыми механизмами таким образом, чтобы возместить и переменные, и постоянные затраты. Сроки, объем, технологии и местоположение остаются на усмотрение инвесторов.

Рис. 10

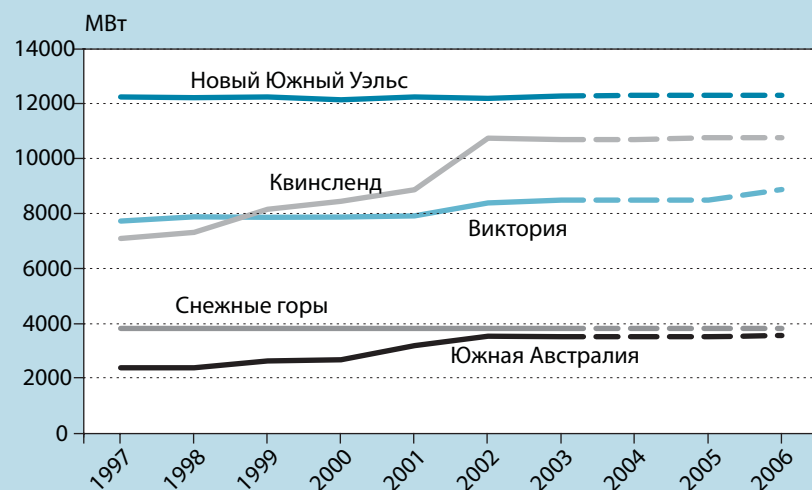
Среднемесячные цены на Национальном рынке электроэнергии (Австралия)



На рис. 11 показано развитие установленной генерирующей мощности на основных электростанциях в Австралии в прошлом, настоящем и будущем (прогноз).

Рис. 11

Установленная мощность основных электростанций (по данным на 30 июня), в МВт



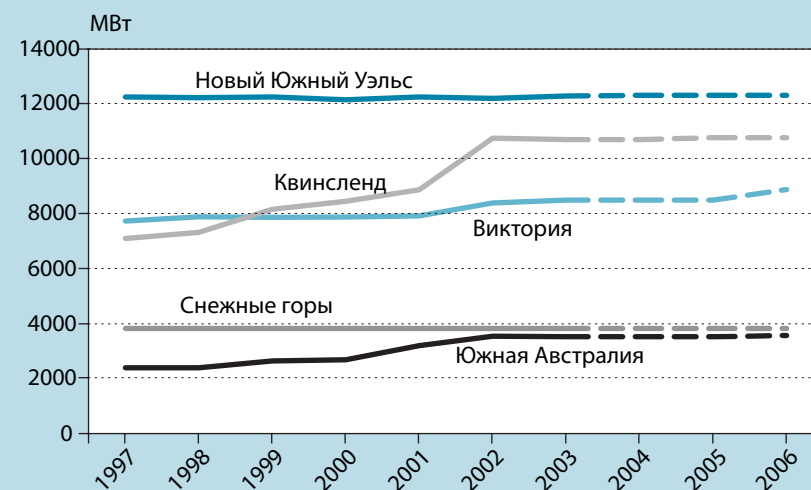
Источник: ESAA и NEMMCO; прогнозные данные взяты из Заявления о возможностях, опубликованного системным оператором NEMMCO (2004 г.).

В период с 1998 по 2003 год генерирующая мощность в штате Южная Австралия увеличилась на 49%, в результате чего суммарная установленная мощность основных электростанций выросла на 1133 МВт. Почти половина этой мощности приходится на газотурбинные установки открытого цикла для целей энергоснабжения в пиковые часы. Результатом стремительного роста пикового спроса в штате Южная Австралия, например вследствие более активного использования кондиционеров воздуха, стал напряженный баланс спроса и предложения в периоды пиковой нагрузки, в особенности летом 1998-2001 годов. Эта напряженность отразилась на ценах на Национальном рынке электроэнергии. Верхний ценовой предел достиг пикового значения в 5000 австралийских долларов за МВтч за несколько часов в первые годы существования нового рынка (рис. 12). Затем верхний ценовой предел увеличился до 10000 австралийских долларов за МВтч.

Штат Южная Австралия особенно нуждался в увеличении генерирующей мощности для целей энергоснабжения в пиковые часы. Газотурбинные установки открытого цикла имеют три преимущества, благодаря которым они подходят для выполнения указанной цели: инвестиционные затраты на кВт установленной мощности очень невысоки; эти

Рис. 12

Кривые сроков действия цен для самых высоких процентных значений в штате Южная Австралия



установки можно расширять поэтапно; по сравнению с другими традиционными технологиями их строительство является очень легким и быстрым. Относительно высокие затраты на эксплуатацию газотурбинных установок открытого цикла менее важны, так как они будут эксплуатироваться в редких случаях. Основные финансовые расходы на газотурбинные установки в Австралии составляют порядка 500 австралийских долларов на кВт установленной мощности, а кратковременные маргинальные затраты – 40 австралийских долларов на МВтч³⁸. Таким образом, газотурбинная установка мощностью 100 МВт обойдется в 50 миллионов австралийских долларов. В 2004 году в штате Южная Австралия за 1790 часов цена превысила 40 австралийских долларов за МВт. В эти часы будет работать газотурбинная установка мощностью 100 МВт, которая получит порядка 29 миллионов австралийских долларов, за вычетом топливных затрат. В 2003 году та же установка сможет работать только 317 часов, а полученная в результате прибыль, за вычетом топливных затрат, составит порядка 317 миллионов австралийских долларов. Все это свидетельствует о том, что инвестировать в генерирующий объект только для целей электроснабжения в пиковые часы – мероприятие действительно рискованное, особенно когда величина предполагаемого дохода так сильно колеблется год от года. С другой стороны, если инвестиционный анализ потребности в дополнительной пиковой мощности не содержит ошибок, то обеспечивается механизм

³⁸ Boot, 2005.

ценообразования и торговых операций, вознаграждающий за высокий риск очень большой рентабельностью. Для полного финансирования инвестиций понадобится всего два года, как в 2004 году.

Ценовые пики на рынке штата Южная Австралия вызвали обеспокоенность политиков и расследования, что способствовало созданию Целевой рабочей группы при правительстве штата Южная Австралия, которая опубликовала свой отчет в июне 2001 года. Отчет посвящен вопросам рыночной власти и неадекватным рыночным правилам, в нем также рассматриваются верхние ценовые пределы и прямое вмешательство в работу рынка. О возможностях вмешательства в отчете говорится следующее:

«Более того, Целевая рабочая группа пришла к выводу, что действия по внесению изменений в действующие контракты могут причинить серьезный вред штату Южная Австралия с точки зрения доверия инвесторов, надежности энергоснабжения в будущем, в том числе в отношении новых инвестиций, срочно необходимых в штате Южная Австралия, а также розничной рыночной конкуренции».

Таким образом, реакция инвесторов на рыночные цены успешно преодолела напряженность первых лет существования рынка, и правительство штата Южная Австралия с уверенностью заявило, что прямое вмешательство оно осуществлять не намерено, так как верит в общие рыночные принципы. Совместно принятое федеральным центром и штатами решение увеличить верхний ценовой предел до 10 000 австралийских долларов за МВтч, вероятно, также послужило решающим стимулом, вызвавшим необходимую ответную реакцию рынка; это был остро необходимый сигнал веры в рынок и широкой правительственной поддержки.

В штате Виктория генерирующая мощность в период с 1998 по 2003 год увеличилась на 8% и достигла 615 МВт, что отражает в первую очередь реакцию инвесторов на рыночные цены. Ситуация в штате Виктория напоминала положение дел в Южной Австралии: там также наблюдался напряженный баланс в периоды пиковой нагрузки в первые годы существования австралийского рынка. До возникновения дефицита мощности в результате забастовок на самых крупных генерирующих объектах в январе 2000 года в штате Виктория использовался механизм установления верхнего ценового предела, который называется «форс-мажорные обстоятельства в сфере производственных отношений». Это могло отложить инвестирование в пиковые мощности до указанного момента. Но в 2001 и 2002 годах в штате Виктория в строй были введены пиковые газотурбинные установки мощностью 552 МВт.

31 июля каждого года системный оператор NEMMCO публикует так называемое Заявление о возможностях (ЗВ), краткая обновленная версия которого выходит 31 января. ЗВ является важнейшим средством распространения информации и анализа состояния ключевых, основополагающих факторов на рынке для всех участников рынка и потенциальных инвесторов. В Заявлении используется очень системная и комплексная методология для сбора, анализа и отчетности о данных в следующих областях: информация и спросе и прогнозирование спроса, в том числе пикового спроса; возможности генерации, учитывающие реальные условия (включая последствия повышения температур охлаждения воды летом); а также состояние передающей сети. В ЗВ рассчитываются требуемые резервы, основанные на совокупных данных о спросе, предложении и передаче, а также на требованиях к допустимой надежности. В конечном итоге данные о спросе, пиковом спросе, возможностях генерации и требуемых резервах используются для определения такого момента в будущем, когда сохранение статуска приведет к дефициту резерва. Тем самым в ЗВ указывается будущая потребность в активах с точки зрения сроков, объема и местоположения. Реакция на этот анализ и выбор подходящей технологии остаются на усмотрение участников рынка.

В Заявлении о возможностях также говорится о планах и текущей работе над созданием новых генерирующих и передающих активов. Когда новый актив считается необходимым в соответствии с требованиями системного оператора NEMMCO, он включается в расчет будущего дефицита резервов. Таким образом, инвесторы могут внимательно следить за предполагаемым развитием всей базы активов.

В ЗВ за 2004 год прогнозируется дефицит 320 МВт резервной мощности летом 2006-2007 годов на объединенных рынках австралийских штатов Виктория и Южная Австралия, которые тесно интегрированы друг с другом³⁹. Начиная с 2002 года, когда началась реализация проекта по объединению Национального рынка электроэнергии Австралии со штатом Тасмания и ее гидроресурсами, в эту область осуществлялось мало инвестиций. В июле 2003 года системный оператор NEMMCO и правительство штата Тасмания подписали Меморандум о взаимопонимании с целью интеграции штата Тасмания в Национальный рынок электроэнергии путем строительства новой линии электропередачи высокого напряжения постоянного тока с пропускной способностью 600 МВт, именуемой Basslink. Последствия для рынков Южной Австралии и Виктории будут

³⁹ МЭА, 2003а.

аналогичны последствиям строительства нового генерирующего объекта. МОВ, вероятно, замедлил привлечение новых инвестиций. По данным ДВ от 2004 года, ЛЭП Basslink должна быть введена в эксплуатацию к лету 2005-2006 годов и поэтому уже включена в прогноз дефицита 320 МВт резервной мощности на 2006-2007 годы. В обновленной версии ДВ, выпускаемой в январе 2005 года, системный оператор NEMMCO сообщает о проекте строительства новой газотурбинной установки открытого цикла мощностью 312 МВт, которая, по мнению NEMMCO, должна быть введена в коммерческую эксплуатацию в декабре 2005 года⁴⁰. Эта установка компенсирует прогнозируемый дефицит резерва. Участники рынка, по всей видимости, готовы отреагировать на потребности рынка, и процесс распространения ДВ играет в этом важную роль.

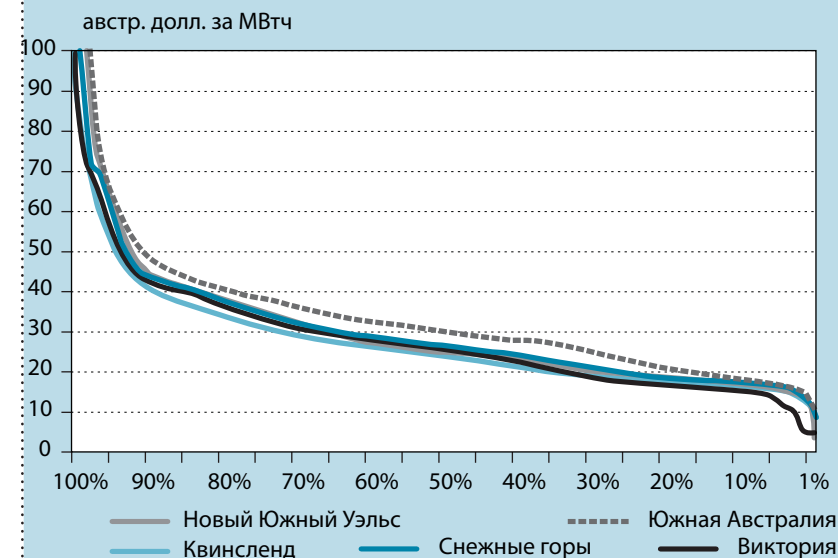
В штате Квинсленд тоже наблюдается значительное увеличение генерирующей мощности, главным образом за счет строительства углесжигающих электростанций, которые в финансовом отношении больше всего подходят для эксплуатации в часы базовой нагрузки. Решения о привлечении этих инвестиций предшествуют созданию Национального рынка электроэнергии. Согласно Заявлению о возможностях, составленному NEMMCO в 2004 году, Квинсленд располагал значительными резервами мощности для обеспечения пиковых нагрузок летом 2004-2005 годов – почти на 1000 МВт больше требуемого уровня надежности. Ввод новой углесжигающей электростанции мощностью 750 МВт в коммерческую эксплуатацию намечен на 2007 год. В 3В за 2004 год прогнозируется небольшой дефицит мощности в периоды пиковой нагрузки летом 2009-2010 годов и последующий ее рост. В настоящее время большинство крупных генерирующих компаний в штате Квинсленд находятся в государственной собственности, хотя после 1998 года осуществлялись инвестиции и в частный сектор.

Несмотря на периодическое увеличение цен (фактически самый высокий уровень в среднем на австралийском рынке наблюдался летом 2004 года), инвестирование в штате Новый Южный Уэльс осуществлялось в очень ограниченном объеме. Ровно 97% основной генерирующей мощности в Новом Южном Уэльсе находится в собственности государства. Правительство штата отвергло предложение частной компании о строительстве небольшой угольной электростанции из соображений, связанных с выбросами парниковых газов. Такое политическое решение было принято в Австралии впервые.

⁴⁰ South Australia Government Electricity Taskforce, 2001, сmp. 4.

Рис. 13

Кривые сроков действия цен. Национальный рынок электроэнергии, 2004 год



Источник: NEMMCO.

На рис. 13 показано, что хотя временами цены достигают пиковых значений, они остаются ниже 100 австралийских долларов за МВтч для 95% от 17520 получасовых цен за год и ниже 50 австралийских долларов за МВтч в 90% от полного времени. В 2004 году среднегодовая цена по всему Национальному рынку электроэнергии составила 38 австралийских долларов за МВтч. В любом случае все участники рынка (от генерирующих компаний до сбытовых), поставляющие электроэнергию бытовым потребителям, могут свободно управлять колебаниями цен посредством контрактов на хеджирование рисков. Конечная цена на рынке отражает заявку последнего диспетчируемого маржинального генерирующего источника или потребителя. Цены, фактически уплаченные за поставку большого объема электроэнергии, были оговорены в финансовых контрактах непосредственно между генерирующими и сбытовыми компаниями. Однако цена на рынке является справочной, так как все сделки по производству и потреблению совершаются по цене Национального рынка электроэнергии, хотя управление колебаниями цен осуществляется с помощью контрактов на усмотрение участников рынка.

Вставка 5. Инвестиции в атомную энергетику, приводимые в движение рынком: Финляндия

После почти десяти лет тщательного планирования, исследований и общественных споров в 2004 году финская генерирующая компания Teollisuuden Voima Oy (TVO) начала строительство атомной установки на атомной электростанции Olkiluoto (окончательное решение о строительстве было принято в конце 2003 года). Мощность установки составит 1600 МВт, объем генерации – 13,3 ТВтч в год, а коэффициент мощности – 95%. Ввод в коммерческую эксплуатацию намечен на середину 2009 года.

Финляндия является частью интегрированного рынка стран Скандинавии, поэтому конкретная компенсация за мощность там отсутствует ввиду использования принципа единой цены. Таким образом, инвестиции в рынок стран Скандинавии будут финансироваться посредством контрактов, торгуемых на рынке, который включает спот-рынок, работающий в режиме на сутки вперед, биржу финансовых контрактов, деятельностью которой управляет Nord Pool, а также двусторонний внебиржевой рынок. Многие рассматривают спотовую цену, устанавливаемую на рынке Nord Pool на сутки вперед, как справочную цену Nord Pool, она также используется в качестве справочной цены во всех остальных контрактах, заключенных на более короткий или долгий срок. Новая финская атомная установка получит полную компенсацию за счет рыночных контрактов, а справочной ценой будет спот-цена Nord Pool.

Благодаря организационной структуре и структуре собственности компании TVO финансирование строительства нового атомного реактора в Финляндии является интересным случаем с точки зрения управления рисками и инвестиций в атомную энергетику на конкурентных рынках электроэнергии. TVO входит в состав Pohjolan Voima Group и подконтрольна материнской компании Pohjolan Voima Oy (PVO), которой принадлежит порядка 60% акций TVO. Остальными акциями (примерно 25%) владеет крупнейшая финская коммунальная энергокомпания Fortum Oy и другие, мелкие энергокомпании, находящиеся в муниципальной собственности. Компания PVO была учреждена крупными промышленными потребителями электроэнергии, главным образом участниками финской целлюлозно-бумажной

промышленности. Эти крупные промышленные потребители по-прежнему являются наиболее многочисленной группой собственников, но сегодня PVO частично находится в собственности местных муниципалитетов – или напрямую, или через коммунальные компании в муниципальной собственности. Таким образом, крупным финским промышленным потребителям электроэнергии принадлежит весьма значительная доля участия в новом реакторе. Несмотря на то что участие общественности в собственности (прямое или косвенное) по-прежнему не является доминирующим, она широко вовлечена в проект строительства атомного реактора, так как большая группа миноритарных собственников компании PVO – это муниципалитеты, многим из которых принадлежат значительные доли участия в TVO. Fortum, второй по величине владелец TVO, контролируется финским государством, которое является мажоритарным акционером.

Бизнес-деятельность компании TVO структурирована таким образом, что вся производимая электроэнергия по себестоимости передается атомными электростанциями их собственникам в соответствии с долей участия. Таким образом, право собственности на TVO становится инструментом «физического» хеджирования колебаний цен на электроэнергию. Роль и значимость такого физического хеджа должна быть проанализирована с точки зрения других возможностей заключения контрактов, предлагаемых на рынке Скандинавии.

Все участники рынка Скандинавии, в том числе TVO, имеют право заключать контракты на более короткий или длительный срок. Это означает, что «физические» поставки электроэнергии компанией TVO могут быть проданы другим участникам рынка, а риск, связанный с правом собственности на физические активы TVO (если есть возможность согласовать цену), также может быть переложено на других участников рынка с помощью финансовых контрактов. Рынок Скандинавии является относительно ликвидным в отношении финансовых контрактов сроком действия до трех лет. В рамках данного механизма возможно разработать довольно сложную стратегию управления рисками. В марте 2005 года одна из крупнейших шведских целлюлозно-бумажных компаний, Holmen AB, заявила о заключении контракта со шведской коммунальной компанией Vattenfall сроком на десять лет. По контракту Vattenfall обязуется обеспечить примерно половину спроса на электроэнергию за счет Holmen – порядка

1,5 ТВтч в год в течение ближайших десяти лет. У Holmen есть собственные генерирующие мощности, которые соответствуют примерно 1/3 потребления⁴¹.

Инвестиционное решение, принятое крупными промышленными потребителями, которым принадлежит значительная доля в новой атомной установке, вероятно, является важной составляющей их стратегий управления рисками. Несмотря на то что рынок стран Скандинавии предлагает возможности усовершенствованного управления рисками, не стоит переоценивать связь между атомной электростанцией Olkiluoto III и спросом собственников промышленных объектов на электроэнергию. Если долговременные затраты на генерацию электроэнергии на АЭС Olkiluoto III превысят среднюю спотовую цену, собственники понесут убытки по сравнению с альтернативным вариантом. Если затраты будут ниже спотовых цен, инвестиции принесут прибыль. Даже если инвестиции являются важной составляющей стратегии управления рисками, это никак не влияет на то, что инвестиции принесут прибыль только при условии, что анализ будущего спроса и предложения на рынке стран Скандинавии, а соответственно, и анализ затрат электростанции будет выполнен точно.

Понадобится ли дополнительная мощность и смогут ли рыночные цены покрыть затраты? Nordel, ассоциация независимых операторов передающих сетей стран Скандинавии, ежегодно публикует отчет, в котором приводятся основные статистические и прогнозные данные о спросе и предложении. В годовом отчете за 2003 год Nordel сообщает, что в части баланса спроса и предложения в Финляндии зимой 2007-2008 годов прогнозируется дефицит 795 МВт производственной мощности⁴². Nordel также приводит прогнозные показатели балансов энергии и электричества. Делая прогноз на 2006 год, Nordel предполагает, что при нормальном уровне осадков объем импорта будет равен 8 ТВт, при низком уровне осадков – 10 ТВт, а если год будет чрезвычайно засушливым – то 18 ТВт⁴³. В то же время, по оценке Nordel, до 2006 года среднегодовые темпы роста потребления электроэнергии составят 1,2%. По-видимому, все это дает основания полагать, что на рынке стран Скандинавии

появится спрос на дополнительные 13 ТВтч, которые выведет на рынок именно АЭС Olkiluoto III.

Вопрос в таком случае заключается в том, сможет ли Olkiluoto III конкурировать с альтернативными инвестициями в развитие рынка стран Скандинавии и импортом из Германии, Польши и России, межсистемные связи с которыми уже существуют, находятся на стадии строительства (как в случае с новой межсистемной связью между Норвегией и Нидерландами) или планирования (Финляндия и Эстония заключили договор о строительственной межсистемной связи, одним из совладельцев которой будет компания PVO). Кроме того, частная компания обратилась в Министерство торговли и промышленности Финляндии за разрешением на прокладку передающего кабеля между Финляндией и Россией. В случае согласия кабель будет подавать в энергосеть Финляндии 1000 МВт электроэнергии.

По информации, представленной в совместном исследовании МЭА и NEA⁴⁴ «Прогнозные затраты на генерацию электроэнергии: редакция 2005 года», затраты атомной электростанции в Финляндии составляют примерно 40 евро на МВтчУ. Это ранжированные затраты в течение всего срока эксплуатации при коэффициенте мощности, равном 85%, сроке эксплуатации 40 лет и ставке дисконтирования 10%. В период с 2000 по 2004 год компания TVO являлась оператором двух реакторов, Olkiluoto I и II, коэффициент мощности был равен 96%. По данным исследования МЭА (АЯЭ), затраты на инвестированный капитал на атомных электростанциях составляют большую долю в общих затратах. При коэффициенте мощности 95% затраты АЭС Olkiluoto III сократятся почти на 10%.

Конкурентоспособность электростанции будет испытана исходя из цен на электроэнергию на рынке Nord Pool. На рис. 14 приведены цены форвардных контрактов, торгуемых на рынке Nord Pool, для поставок, которые будут производиться через три года с момента проведения торговых операций. Трехгодичный контракт является самым долгосрочным на рынке Nord Pool, поэтому в нем лучше всего отражены предполагаемые цены при нормальных условиях и нормальном уровне воды в водохранилищах. Срок исполнения самого долгосрочного контракта, заключенного в 2002 году, приходился на 2005 год, контракта, подписанного в 2003 году, – на 2006 год и т. д.

⁴⁴ Nordel 2003b.

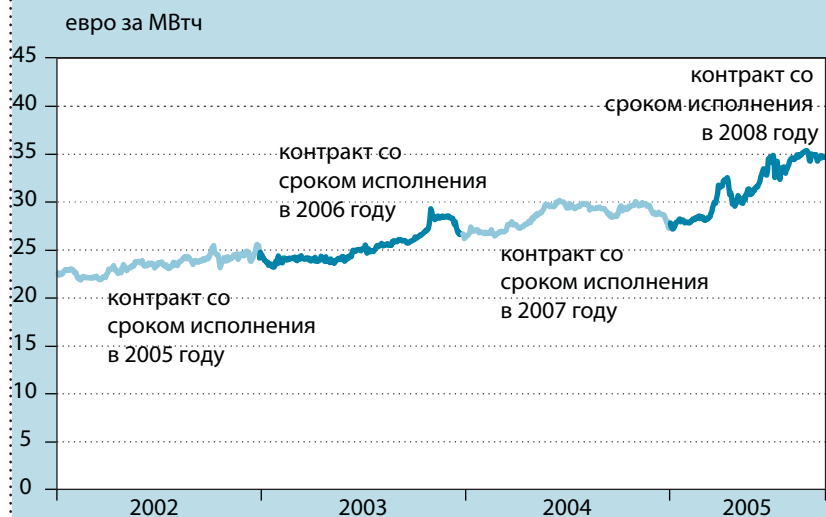
⁴¹ TVO, 2005.

⁴² Holmen, 2005.

⁴³ Nordel, 2004c.

Рис. 14

Цены форвардных контрактов на Общем рынке электрической энергии стран Скандинавии (Nord Pool), годичный контракт, торговля на три года вперед



Начиная с 2002 года цены трехгодичных форвардных контрактов постоянно росли, причем темпы роста опережали инфляцию. По-видимому, это отражает более напряженный баланс спроса и предложения по сравнению с прогнозом ассоциации Nordel, а также широкий спектр других факторов, влияющих на цену. К ним относятся увеличение цен на уголь и газ, а также неожиданное повышение затрат на сокращение выбросов углекислого газа.

Участие потребителей в работе рынка как альтернативный вариант

Пока некоторые потребители будут принимать активное участие в поддержании баланса спроса и предложения, либерализованный рынок сможет давать своевременные и достаточные стимулы для инвестиций. С другой стороны, пассивность потребителей может подорвать эффективность и надежность работы рынков электроэнергии, что в конечном итоге приведет к росту цен для всех пользователей. Неучастие потребителей в работе рынка остается одной из самых слабых сторон

развития активных энергорынков. Однако есть немало причин для оптимизма. Различные виды потребления обладают разной ценностью для потребителей. Несомненно, что потребители в принципе готовы изменить величину спроса в ответ на изменение цены; то есть спрос можно адаптировать к ценам. Главной проблемой или препятствием является то, что управление реакцией потребителей – чрезмерно сложная и дорогостоящая задача: слишком велики транзакционные издержки. Если прибыль от реакции потребителей не компенсирует инвестиции в оборудование, организационные усилия и время, затрачиваемое на управление этой реакцией, от потребителей нельзя ждать активности. Рис. 15 иллюстрирует важность и последствия активного участия потребителей в работе рынка.

Если некоторые потребители смогут компенсировать транзакционные издержки для отдельных элементов спроса, они станут быстрее реагировать на цены; спрос будет проще адаптировать к ценам, в результате сформируется тенденция к понижению цен на электроэнергию. Участие потребителей в работе рынка создаст или высвободит ресурсы, которые в конечном итоге могут сохранить инвестиции в строительство новых генерирующих объектов. Оно также может ограничить рыночную власть генерирующей компании, которая последней предлагает основные генерирующие ресурсы, и повысить общую надежность системы. Эти факторы являются главным источником увеличения эффективности на конкурентных рынках электроэнергии.

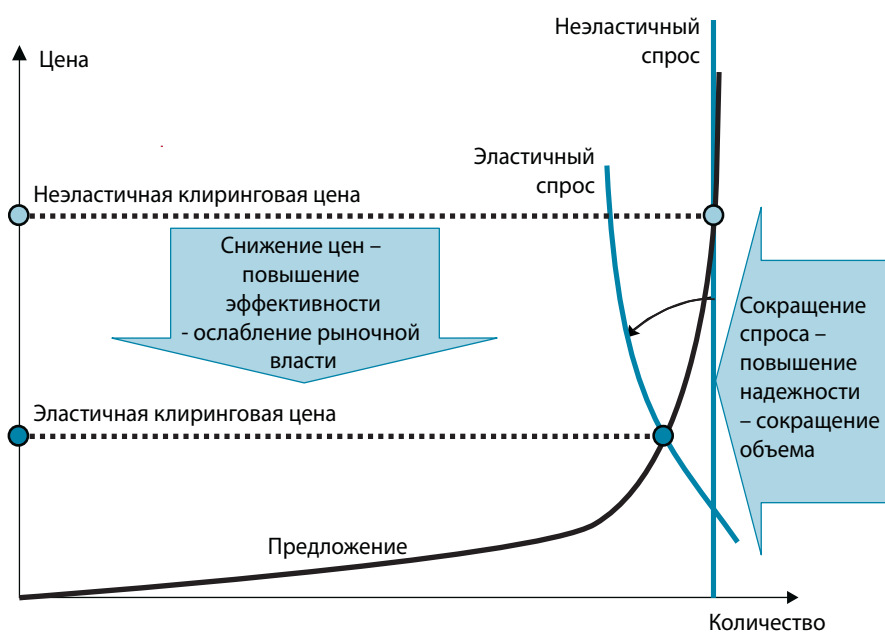
Скорее всего, в переходный период лишь небольшая часть потребителей (по крайней мере первое время) сможет и захочет реагировать на цены. В результате цена опустится немного ниже неэластичной клиринговой цены. По мере развития рынка число потребителей, которые видят смысл в реагировании на цены, будет расти. Развитие стабилизируется на уровне, на котором строительство альтернативного генерирующего объекта является менее дорогостоящим, чем маргинальная выгода от потребления с учетом доходов и транзакционных издержек. В таком процессе определяющее значение приобретает верхний ценовой предел. Если он ниже эластичной клиринговой цены на развитом рынке, участие потребителей в работе рынка маловероятно. Даже если верхний ценовой предел расположен между эластичной и неэластичной клиринговыми ценами, он может свести на нет активизацию участия потребителей в деятельности рынка.

Помимо прямого ценового воздействия в виде повышения эффективности и улучшения функционирования рынка, участие

потребителей в работе рынка имеет также важный «количественный эффект». Во-первых, повышается гибкость, а следовательно, и надежность работы системы: чем больше потребителей можно активизировать с помощью ценового инструмента, тем меньше вероятность того, что системный оператор прибегнет к вынужденному сбросу нагрузки.

Рис. 15

Участие потребителей в работе рынка улучшает функционирование рынка и эффективность системы



Вероятно также, что четкие ценовые сигналы, которые дойдут до потребителя, приведут к действительному энергосбережению и в любом случае к более эффективному использованию энергии. Инвестиции в оборудование, организационные усилия и время, позволяющие привлечь потребителей к участию в работе рынка, в большинстве случаев повысят общий уровень управления энергетикой. Главными предпосылками для эффективного использования электроэнергии являются знания и контроль, а это в финансовых интересах любого потребителя.

Основным параметром для активизации участия потребителей в деятельности рынка являются транзакционные издержки.

Транзакционные издержки связаны с первоначальными капиталовложениями и оперативным руководством. В целом транзакционные издержки на 1 МВтч уменьшаются по мере роста потребления, то есть у мелких потребителей они высокие, у крупных — низкие. Предположительно первое время участие в работе рынка будет интересно самым крупным промышленным потребителям. При этом транзакционные издержки также сильно зависят от характера потребления. Некоторые промышленные процессы полностью автоматизированы, поэтому значительные дополнительные инвестиционные и управленческие затраты не понадобятся. С другой стороны, маргинальная выгода от потребления может быть довольно высока. Однако для некоторых видов бытового энергопотребления, таких как электроотопление или кондиционирование воздуха, потребуются довольно высокие первоначальные капиталовложения для полной автоматизации участия потребителей в работе рынка. Однако фактическая маргинальная выгода от потребления в отдельно взятый час может быть довольно низкой.

Время реакции и срок исполнения контракта тоже сильно влияют на размер маргинальных выгод и транзакционных издержек. Некоторые промышленные потребители могут изменить нагрузку с относительно небольшой упущенной выгодой, если их известить за сутки, но если реакция должна последовать всего через час или 15 минут после уведомления, упущенная выгода может быть значительно выше. С другой стороны, бытовой потребитель, который пользуется электроотопительными приборами и может автоматически изменить нагрузку, способен отреагировать немедленно без особых неудобств, если известить его за сутки. Для разных рыночных сегментов подходят различные виды реакции потребителей. Для одних потребителей наиболее оптимальны контракты со сроком исполнения через сутки, другие способны реагировать в режиме реального времени, третьи готовы заключить контракт на более длительный срок для обеспечения оперативного резерва.

Одна из операционных трудностей, связанных с активным участием потребителей в работе рынка, состоит в том, что изменение нагрузки нельзя измерить так же, как производство электроэнергии. Для измерения этих «неваттов» нужны другие методы. Первый (простой) метод заключается в рассмотрении ресурсов, высвобождающихся в результате реакции потребителей, в качестве дополнительного статистического параметра, который необходимо учитывать при прогнозировании спроса. Сбытовая компания может предложить своим

потребителям спотовый ценовой продукт, а затем понаблюдать за его воздействием на общий потребительский спрос. Со временем сбытовая компания научится учитывать цену при прогнозировании спроса, точно так же, как сегодня она принимает во внимание температуры и аналогичные факторы. Затем сбытовая компания сможет учитывать эти знания при подаче рыночных заявок.

Политики, регулирующие органы и системные операторы играют важную роль в максимальном облегчении доступа потребителей к участию в работе рынка, что минимизирует транзакционные издержки для потребителей. Низкий предельный уровень цен и политическое вмешательство в функционирование рынка будут удерживать потребителей от участия в деятельности рынка. Необходимо принимать в расчет все рыночные правила и торговые механизмы и всегда помнить о потребителях, в том числе при разработке новых продуктов и услуг в целях обеспечения потребности ОПС в резервах и других вспомогательных услугах. Все ОПС в энергетическом пуле PJM, а также на рынках стран Скандинавии, Австралии и Великобритании разрешают потребителям подавать конкурсные заявки на покупку некоторых резервов и других вспомогательных услуг.

Интересным примером инноваций на оптовом рынке является новое правило проведения конкурсных торгов, установленное энергетической биржей стран Скандинавии (Nord Pool), чтобы удовлетворить просьбу потребителей. На бирже Nord Pool сейчас разрешено подавать на спотовом рынке, работающем в режиме на сутки вперед, заявки, в которых указана цена и объем, но не время. Это означает, что участник торгов берет на себя обязательство уменьшить нагрузку в течение любого часа времени, когда спотовая цена превышает цену заявки. Тем самым потребитель избегает необходимости подавать заявки на несколько часов с риском снижения нагрузки на несколько часов.

Сбытовые компании являются связующим звеном между потребителем и оптовым рынком и поэтому играют ключевую роль в обеспечении участия потребителей в работе рынка. Они также зависят от соответствующих рыночных правил и торговых режимов, но им придется разработать новые продукты, чтобы установить связь между потребителями и оптовым рынком. В нескольких странах инновации были вызваны не только конкуренцией, там также рассмотрели возможности содействия инновационному процессу с помощью научно-исследовательских программ и пилотных проектов. В энергетическом пуле PJM и многих

подконтрольных ему областях действуют программы стимулирования участия потребителей в работе рынка. В Скандинавском регионе ОПС разрабатывают программы действий для активизации участия потребителей в деятельности рынка⁴⁵. В обзоре австралийского Национального рынка электроэнергии подчеркивается важность реагирования потребителей и предлагается ряд мер⁴⁶. В проекте, посвященном реагированию потребителей, в рамках Исполнительного соглашения МЭА об управлении спросом изучаются варианты вовлечения потребителей в работу рынка и передовой опыт в данной сфере.

Местные сетевые компании тоже могут играть определенную роль. Участки перегрузок в распределительных сетях не оцениваются по нормальным принципам ценообразования, даже в системе узлового ценообразования в энергетическом пуле PJM. Собственник местной сети может создать для потребителей специальные стимулы для изменения нагрузки в пиковые часы, чтобы не пришлось привлекать дополнительные инвестиции в распределительную энергосеть. В некоторых обстоятельствах это может иметь значительно большую ценность, чем та, что отражается в нормальном ценообразовании на сутки вперед и в режиме реального времени.

В таблице 5 приведены данные об участии потребителей в работе рынка, оговоренном в контрактах с ОПС, участии, наблюдаемом на рынке, и дополнительно необходимом минимальном участии (согласно оценкам). В цифровом выражении представлены самые разные формы участия потребителей в деятельности рынка, самые разные сроки исполнения контрактов и самое разное время реакции.

С определенностью говорить об участии потребителей в работе рынка трудно. Особенность либерализованных рынков состоит в децентрализованном принятии решений. Потребители имеют право участвовать в деятельности рынка путем подачи заявок. В Австралии, Англии и Уэльсе достоверно наблюдалась очень слабая активность потребителей: однако участие, соответствующее 1% пикового спроса, — это уже значимый вклад. Впрочем, маловероятно, что маргинальная выгода от всего энергопотребления в Австралии соответствует наивысшим ценовым пикам в часы пиковой нагрузки. По-видимому, существуют барьеры для участия потребителей. Наивысшие пики в Австралии являются следствием использования кондиционеров воздуха.

⁴⁵ NEA – Агентство по ядерной энергии ОЭСР.

⁴⁶ МЭА/NEA, 2005.

Таблица 5

Участие потребителей в работе рынка, оговоренное в контрактах с системными операторами, а также дополнительно необходимое минимальное участие (согласно оценке) и наблюдаемое участие

	RJM	Рынок стран Скандинавии	Англия и Уэльс	Австралия	провинция Альберта (Канада)
Оговоренное в контрактах	3598 МВт	2075 МВт	4329 МВт*	Данные отсутствуют	Данные отсутствуют
Процент от пиковой нагрузки	3%	3%	7%*		
Дополнительное – наблюдаемое и дополнительно необходимое согласно оценке	7964 МВт**	10000 МВт**	800 МВт**	334 МВт**	800 МВт**
Процент от пиковой нагрузки	7%	15%	1%	1%	7%

* Великобритания. ** Наблюдаемое. *** Наблюдаемое и предполагаемое.

Источник: RJM, Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам Великобритании, NORDEL, NEMMCO.

Маловероятно, что ни один крупный промышленный потребитель не счел выгодным частично сократить потребление в самые критические часы и сэкономить от 5000 до 10 000 австралийских долларов на МВтч. Такая пассивность потребителей, возможно, свидетельствует о недостаточно активной конкуренции на розничном рынке. Другим важным в Австралии аспектом может быть структура рынка. Сильный акцент делается на работе рынка в режиме реального времени, что создает очень благоприятные условия для поставщиков, но может усложнить участие потребителей в деятельности рынка. Многим крупным промышленным потребителям, быстро реагирующим на изменение цен, немедленное реагирование может очень дорого обойтись. На рынках, где спотовая цена устанавливается на сутки вперед, потребители имеют возможность зафиксировать цену торгов за день заранее и тем самым получить некоторое время на то, чтобы спланировать сокращение потребления.

Данные о рынке стран Скандинавии взяты из исследования на тему участия потребителей в работе рынка, опубликованного ассоциацией Nordel. 10 000 МВт – это оценка минимальной потребительской мощности, которая должна отреагировать на изменение цен без упущенной выгоды или слишком высоких транзакционных издержек. Наиболее наглядным примером участия потребителей служит скандинавская засуха 2002-2003 годов. Бытовые потребители в Норвегии и промышленные потребители в Норвегии и Швеции значительно сократили объем потребляемой электроэнергии на несколько месяцев. Другим значимым примером из истории рынка стран Скандинавии является напряженная ситуация во время заморозков в Швеции в феврале 2001 года, когда цены достигли беспрецедентного пика, а пиковый спрос удалось сократить примерно на 2-3% в критические часы по сравнению с ожидаемым уровнем⁴⁷. Это сильно повлияло на баланс всей системы. Шведские ОПС также обратились к потребителям электроэнергии с просьбой сократить нагрузку с помощью общенациональных СМИ, что также могло отразиться на объеме потребления.

На рынках стран Скандинавии и Великобритании, а также в энергетическом пуле RJM значительная доля контрактной мощности потребителей приходится на оперативные резервы. Контрактная мощность на рынке RJM также включает и другие программы, направленные на активизацию участия потребителей в работе рынка. По данным недавно проведенного исследования, наблюдаемое участие потребителей на рынке RJM связано с аналогичными программами, что и в случае коммунальных компаний, являющихся участниками RJM. В энергетическом пуле RJM были задействованы дополнительные потребительские ресурсы, в сумме составившие примерно 15% от пикового спроса в энергетическом пуле RJM. На рынке Великобритании компания National Grid весьма успешно привлекла потребителей к участию в приобретении резервов и вспомогательных услуг. Свыше 4000 МВт контрактного спроса приходится на частотные и быстродействующие резервы. На этом рынке были также реализованы пилотные проекты по массовому вовлечению потребителей в приобретение других видов резервов.

В провинции Альберта (Канада) либерализованный конкурентный рынок функционирует в 1998 года. С тех пор на рынке единой цены было создано порядка 3500 МВт генерирующей мощности. В рамках недавно проведенного исследования реагирования потребителей на цены на электроэнергию Департамент энергетики провинция Альберта провел опрос 15-20 крупнейших промышленных потребителей.

⁴⁷ Nordel, 2004b.

Результаты опроса свидетельствуют о том, что потребители, на долю которых приходится порядка 630 МВт, уже реагируют на цены рынка, работающего в режиме реального времени, не участвуя ни в какой конкретной программе. Среди опрошенных на цены могли реагировать потребители порядка 800 МВт, что составило почти 7% от пиковой нагрузки в 2004 году⁴⁸.

Транзакционные издержки и маржинальная выгода от потребления электроэнергии составляют основу потенциального участия потребителей в работе рынка. Они зависят от рыночной модели, а также от особенностей энергопотребления в разных странах. Какой процент участия потребителей необходим для того, чтобы рынки были активными и конкурентными? Это во многом зависит от особенностей электроэнергетической системы и уровня конкуренции. Исследователи Университета имени Джорджа Мейсона (штат Виргиния, США) провели экономические эксперименты в области участия потребителей в работе рынка: студентам разрешили вести торговлю электроэнергией в реалистичных экспериментальных условиях с вымышленными генерирующими компаниями и потребителями. В одних опытах генерирующие компании имели рыночную власть, в других – нет. В одних экспериментах студентам разрешалось реагировать на цены, в других – нет. Эксперименты с участием потребителей проводились при допущении, что реагировать может не более 16% пиковой нагрузки. Реагирование потребителей привело к значительному снижению цен, особенно пиковых цен и главным образом в экспериментах, в которых генерирующие компании имели рыночную власть. В небольшой системе, в которой ключевым поставщиком является пиковая электростанция, на результат могут повлиять всего 50-150 МВт. В штатах Южная Австралия и Виктория прогнозируемое увеличение пикового спроса составляет 2,9% в 2004-2005 годах. Разница между летней пиковой нагрузкой при нормальных и экстремальных погодных условиях соответствует 9% от пикового спроса. Участие потребителей, соответствующее всего 5% от пикового спроса, может значительно увеличить гибкость рынков Южной Австралии и Виктории.

Плановые инвестиции и меры по оптимизации мощности

Два самых серьезных опасения на либерализованных рынках электроэнергии – это угроза злоупотребления рыночной властью и неучастие потребителей в работе рынка. Эффективная конкуренция

⁴⁸ PJM, 2005b.

и участие потребителей являются решающими факторами в создании активного рыночного механизма для своевременных и эффективных инвестиций. На нескольких рынках эти опасения побудили к внедрению особых мер, направленных на оптимизацию мощности, которые позволяют создать дополнительные стимулы для инвестирования в генерирующие мощности. Отправной точкой для этих мер является централизованное определение объема генерирующей мощности, необходимого для обеспечения спроса, например, системным оператором. В этом состоит кардинальное отличие от рынков единой цены, где необходимый объем генерирующей мощности определяется в ходе децентрализованного процесса принятия решений на самом рынке.

Существуют два способа реализации мер по оптимизации мощности. Первый способ состоит в прямом повышении цены за счет платы за мощность. Он использовался в энергетическом пуле Англия–Уэльс до тех пор, пока в 2001 году ему на смену не пришел механизм NETA. Плата за мощность рассчитывалась для каждого часа. За основу расчетов бралась «стоимость потерянной нагрузки», в 2001 году установленная на уровне 2000 английских фунтов стерлингов за МВтч (в дальнейшем предполагалось ее увеличение по мере роста инфляции). Для каждого часа рассчитывалась вероятность дефицита электроэнергии исходя из имеющейся в наличии генерирующей мощности, а также из предполагаемой пиковой нагрузки. Плата за мощность рассчитывалась как величина стоимости потерянной нагрузки, умноженная на вероятность потери нагрузки. Это означает, что в часы большого избытка мощности плата за мощность была низкой, а в периоды напряженного баланса – высокой. В результате плата за мощность стала очень подвижной; она автоматически корректировалась в зависимости от уровня инвестиций. Теоретически в механизме, ориентированном на предложение, это идеальный вариант, но на поверку оказалось, что существует опасность манипулирования со стороны доминирующих участников. Большинство злоупотреблений рыночной властью в пуле Англия–Уэльс произошло именно в этом сегменте рынка; удержание мощности привело к увеличению платы за мощность. Именно это манипулирование послужило причиной изменений в механизме NETA. В Испании также используется плата за мощность, но она едина для всех часов независимо от фактического баланса спроса и предложения в конкретный час. Она ежегодно корректируется.

Второй способ реализации мер по оптимизации мощности является не ценовым, а волюметрическим. Производится оценка генерирующей мощности, достаточной для обеспечения прогнозного пикового спроса, которая затем включается в обязательства, то есть сбытовые компании,

снабжающие потребителей, обязаны заключить контракт на такой объем генерирующей мощности, который обеспечит определенный процент оговоренной в контракте нагрузки плюс резерв. Преимуществом волюметрической системы является то, что она может брать за основу систему торговли квотами на выбросы загрязняющих веществ, в которой мощность может становиться предметом контрактов и торгуется с помощью конкурентного рыночного механизма. В целях оптимизации мощности энергетический пул PJM, независимые системные операторы New England ISO и New York ISO используют меры, основанные на рыночных механизмах и именуемые «рынки установленной мощности». Рынки мощности этих НСО неодинаковы, но на них используются похожие основные стимулы. В энергетическом пуле PJM энергоснабжающие организации берут на себя обязательства по обеспечению своей нагрузки генерирующими мощностями и получают кредиты по генерирующим мощностям в соответствии с установленной мощностью. Энергоснабжающие организации должны документально зафиксировать, что они заключили контракт на достаточное количество кредитов для выполнения своих обязательств на ежедневной основе. Кредиты могут торговаться на рынке, PJM организует аукционы по продаже кредитов мощности, и самореализация также допустима. За неисполнение обеспечения нагрузки генерирующими мощностями налагается штраф. В случае невыполнения обязательств PJM покупает недостающие кредиты по высокой цене, которая до настоящего времени почти в десять раз превышала нормальную рыночную цену. Энергоснабжающие организации, не выполнившие свои обязательства, должны заплатить по этой высокой цене. На нормальном энергорынке на рынках установленной мощности действует верхний ценовой предел, равный 1000 долларов США за МВтч, чтобы ограничить злоупотребление рыночной властью.

Опасения, связанные со злоупотреблениями рыночной властью и неучастием потребителей в работе рынка, были не единственными причинами введения обязательств на рынках установленной мощности и в энергетическом пуле PJM. После разукрупнения коммунальных компаний и внедрения конкуренции беспокойство генерирующих компаний, являющихся лидерами отрасли, начали вызывать некупаемые затраты. Они инвестировали в создание новых генерирующих мощностей для обеспечения пикового спроса на ранее регулировавшемся рынке. Создание рынка свободной торговли означало, что на нем могли конкурировать и субъекты из соседних юрисдикций. Опасения вызывало то, смогут ли конкуренты, особенно из юрисдикций, где еще не была введена свободная торговля, подавать заявки на рынке по маржинальным затратам, тогда как

лидерам отрасли необходимо было еще и окупить капитал, вложенный ими в создание генерирующих мощностей. Было решено гарантировать окупаемость инвестиций путем реализации мер по оптимизации мощности. В энергетическом пуле PJM модель использования обязательств по обеспечению нагрузки генерирующими мощностями применялась еще до введения конкуренции, так что это был логичный выбор.

В северо-восточных штатах США на рынках мощности существует целый ряд проблем и сложностей, поэтому их адаптация идет постепенно. Одна из серьезных проблем – это последствия торговли и конкуренции между соседними юрисдикциями. Использование в корне различных способов компенсации генерирующей мощности в соседних юрисдикциях неизбежно приведет к некоторым рыночным искажениям. Самой большой проблемой было то, что на рынках установленной мощности сохраняется тенденция злоупотреблять рыночной властью. Как и в случае с платой за мощность в Англии и Уэльсе, манипулировать балансом спроса и предложения легко, если обе величины известны. Подача заявок сверх необходимых объемов приведет к очень медленному росту цен или к нулевым ценам, поэтому существует большой стимул к удерживанию мощности. В ежегодном отчете о состоянии рынка компания PJM дает оценку рынка мощности. В отчете за 2004 год делается вывод, что «злоупотребления рыночной властью характерны для структуры рынков мощности PJM», хотя результаты деятельности рынка в 2004 году были расценены как признак конкуренции⁴⁹. Потребители тоже могут участвовать в поставке кредитов мощности. В энергетическом пуле PJM примерно 1% потребителей, участвующих в работе рынка в соответствии с контрактными обязательствами (на них приходится 3% от пиковой нагрузки, как упоминается в таблице 5), участвует в деятельности рынка кредитов мощности. Однако активность участия потребителей в операциях рынка установленной мощности всегда будет ограничена ресурсами, которые в точности соответствуют требованиям, необходимым для получения кредита мощности.

Функционирование рынков мощности является центральной темой большинства исследований, посвященных структуре электроэнергетического рынка. Несколько исследователей предложили внести коррективы для усиления конкуренции и повышения эффективности на рынках мощности. Независимый системный оператор New England ISO предложил провести крупную реформу рынка мощности Новой Англии, в результате которой обязательства по обеспечению нагрузки генерирующими мощностями и кредиты мощности станут лучше отражать

⁴⁹ Alberta Department of Energy, 2005.

местные потребности, а кредиты будут предоставляться исходя из фактических результатов деятельности, а не только наличия мощности. Авторы других исследований предлагают решения, которым больше свойственны черты современных производных финансовых инструментов, используемых для хеджирования риска. Обязательство по обеспечению нагрузки генерирующими мощностями может восприниматься и иначе – как обязательство заключить контракт с опционом «колл». Штраф можно воспринимать как цену реализации опциона «колл», когда покупатель может потребовать осуществления поставки по опциону «колл». Предлагаются также более длительные сроки действия контрактов и временные интервалы, чтобы новые инвесторы имели возможность продать опционы «колл» для финансирования генерирующего объекта еще до окончания его строительства. Более длительный срок действия и временные интервалы помогут новым участникам рынка ограничить рыночную власть⁵⁰.

Были опубликованы теоретические исследования, наглядно иллюстрирующие ключевые вопросы мероприятий по оптимизации мощности.⁵¹ Исследования показывают, что, если на рынке установлен верхний ценовой предел, ограничивающий рыночную власть, рынок мощности может восстановить эффективность, в отличие от рынка единой цены, путем компенсации за утрату инвестиционных стимулов установлением верхнего ценового предела. Одна из наиболее значимых предпосылок состоит в том, что потребление однородно. Это значит, что все потребители и все способы использования ими электроэнергии одинаковы в том смысле, что потребители имеют похожие графики потребления и похожие маргинальные выгоды от потребления. Можно разделить потребителей на классы, но для каждого нового класса нужно вводить новый набор инструментов регулирования для восстановления эффективности, что повысит сложность. Вполне очевидно, что потребление неоднородно и его нельзя целесообразно разделить на два или три похожих класса. В результате реализация мер по оптимизации мощности приведет к потере эффективности в результате неучастия потребителей в работе рынка. Меры по оптимизации мощности применяются для того, чтобы верхние ценовые пределы ограничивали рыночную власть, при условии, что спрос неэластичен, что ведет к потере эффективности. Цель рынков единой цены – приносить продуктивные и конкурентные результаты благодаря активному участию потребителей в деятельности рынка. Различие между двумя подходами, по-видимому, в том, что на рынках единой цены неучастие потребителей расценивается как

явление, свойственное переходному периоду, которое исчезнет после возникновения надлежащих ценовых сигналов и корректировки рыночной структуры с целью минимизации транзакционных издержек. На рынках с оценкой мощности неучастие потребителей расценивается как проявление внутренней неэффективности рыночного механизма, которое необходимо устранить.

Заключение контрактов на предоставление оперативных резервов и оказание других вспомогательных услуг также может в некотором смысле рассматриваться в качестве мер по оптимизации мощности, и многие системные операторы считают такие контракты необходимыми. Системный оператор заключает контракт о том, что генерирующая мощность должна быть «готова», когда в ней возникнет необходимость. Электростанции должны быть наготове, чтобы в короткий срок увеличить или уменьшить объем производства в случае внезапного системного дисбаланса, даже если их прибыльность вынужденно будет очень низкой. Это необходимо для решения операционных задач, но здесь существует тесная взаимосвязь с нормальным энергорынком. Плата за оперативные резервы становится элементом пакета стимулирующих мер по привлечению новых инвестиций. Достаточно активное участие потребителей, способных реагировать в очень короткий срок, в деятельности рынка, работающего в режиме реального времени, должно привести к устареванию оперативных резервов.

Способ приобретения и активации оперативных резервов имеет последствия для ценовых сигналов на нормальном рынке. Оперативные резервы нужно точно определять и увязывать с управлением произошедшими авариями. Участие потребителей в работе рынка должно быть максимально облегчено. Покупка резервов должна осуществляться в ходе процесса конкуренции: когда достаточно активное участие потребителей в режиме реального времени приведет к их устареванию, под влиянием конкуренции контрактная цена станет нулевой. Оперативные резервы должны активироваться только в случае действительных аварий. Расплывчатые оперативные резервы при расплывчатости правил их активации могут сильно исказить инвестиционные стимулы. Если потребность в оперативных резервах оценивается путем нормальной оценки баланса между спросом и предложением, то заключение контрактов по оперативным резервам скатится к нормальной оценке мощности. Если оперативные резервы будут активироваться по низким ценам в нормальных ситуациях напряженного баланса спроса и предложения, когда аварий не произошло, это сдержало бы бурный рост рыночной цены, что свидетельствовало бы о напряженности баланса. В результате инвестиции осуществлены не будут, а ОПС будет вынужден еще больше

⁵⁰ *Rassenti, Smith & Wilson, 2001.*

⁵¹ *Cramton & Stoft, 2005.*

наращивать приобретенные оперативные резервы. Оперативные резервы уступят место просто резервам.

Активное участие потребителей в работе рынка и рыночная власть остаются серьезными проблемами на всех рынках, что может быть достаточным основанием для внедрения мер по оптимизации мощности. С другой стороны, такие меры оказались характерны для самой рыночной власти. Их не удалось внедрить только на рынках единой цены. Конкурентные рынки единой цены не привели к чрезмерной рыночной власти. Пока факты говорят о том, что четкие и прозрачные цены, установленные на основе затрат, дают стимулы для своевременных и достаточных инвестиций. Начинают появляться факты, указывающие на то, что потребители будут участвовать в работе рынка, если используется правильный механизм и потребителям есть на что реагировать, то есть цены не имеют верхнего предела. Достоинства мер по оптимизации мощности пока остаются недоказанными, а рынки единой цены еще не потерпели крах. Это означает, что таких мер следует избегать, особенно если общенормативный подход заключается в регулировании отрасли только в случае необходимости.

Меры по оптимизации мощности остаются предметом дискуссий в Северной Америке, Европе и Азии. В результате поднимаются дополнительные вопросы, связанные с сосуществованием различных подходов к стимулированию инвестиций. В Директиве Европейского Союза, касающейся надежности электроснабжения, которая скоро должна вступить в силу, во всех странах Евросоюза предлагается использовать и рынок единой цены, и обязательства по обеспечению нагрузки генерирующими мощностями (меры по оптимизации мощности) для поддержания баланса предложения и спроса на электроэнергию⁵². Независимо от конкретных достоинств обоих подходов их сосуществование поднимает вопрос об эффективных стимулах для инвестирования в развитие внутреннего рынка и свободное перемещение через границы. Одна из ключевых проблем развития внутреннего рынка Пиренейского полуострова – это рыночные последствия взимания в Испании платы за мощность. Это может свидетельствовать о необходимости усиления роли Европейского Союза в области обеспечения единообразия по всему искомому внутреннему европейскому рынку.

Инвестиции в передающие сети.....

Эффективная деятельность передающих сетей имеет определяющее значение для работы и развития эффективных оптовых и розничных

⁵² Oren, 2005.

рынков электроэнергии, особенно для формирования эффективных региональных рынков. Эффективная деятельность передающих сетей также служит основой эффективного развития межрегиональной торговли, что повышает эффективность конкуренции и сокращает масштаб злоупотреблений рыночной властью. Она также улучшает коэффициент использования производственных мощностей (как генерирующих, так и сетевых) и помогает отсрочить дорогие инвестиции в генерирующие мощности. Более эффективное регулирование также сокращает избыток передающих мощностей. В результате передающие системы подвергаются всебольшим перегрузкам и авариям. Другие первоочередные нормативные задачи привели к более активному использованию форм распределенной и прерывистой генерации с меньшим объемом выбросов парниковых газов, вследствие чего деятельность передающих сетей становится все более сложной и дорогостоящей. В то же время ужесточение процессов получения экологических разрешений усложняет своевременное привлечение сетевых инвестиций.

Сочетание указанных факторов создает новые трудности для поддержания надежности электропередачи и максимального улучшения деятельности передающих сетей. Собственники и операторы передающих сетей гораздо меньше уверены в том, какие требования будут предъявлены к их сетям, а также располагают меньшими возможностями для проведения комплексного планирования и развития передающих сетей в целом. Таким образом, способность операторов передающих систем управлять балансом системы и эффективным развитием сетей сильно уменьшилась, особенно на региональных рынках, где представлено множество собственников и операторов. В то же время неутихающая обеспокоенность нормативно-правовой неопределенностью способна усилить бизнес-риски, которым подвергаются собственники передающих сетей, препятствовать привлечению инвестиций и привести к более консервативной деятельности рынка. Ситуация может еще больше усложниться, если закрепленные законом имущественные права ослабят стимулы для эффективной деятельности рынка, а границы между юрисдикциями будут оказывать неправильное влияние на формирование эффективных рыночных структур или механизмов.

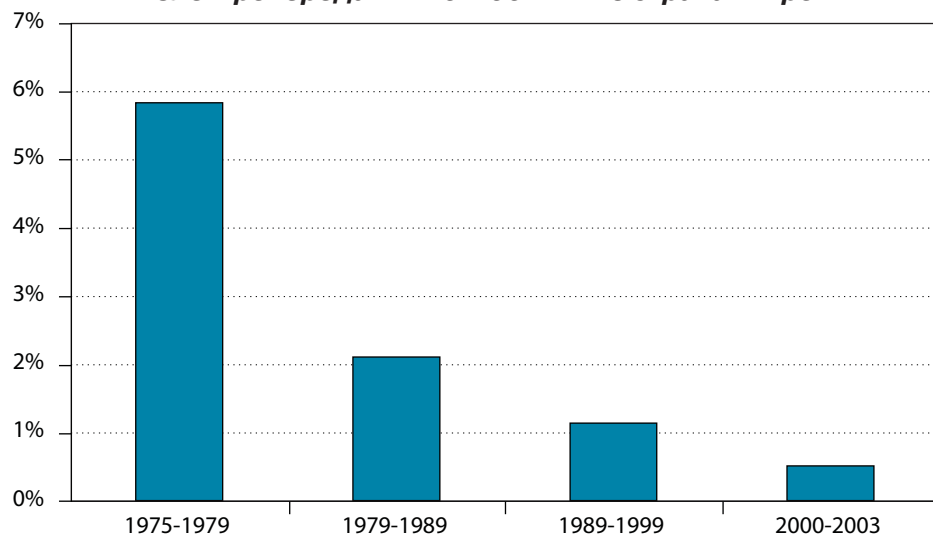
Темп роста капиталовложений в передающие системы, по всей видимости, замедляется, особенно в Северной Америке и Европе, и в первую очередь в тех юрисдикциях, где существуют либерализованные рынки электроэнергии и были проведены реформы в сфере экономического регулирования. По прогнозам МЭА, потребность в инвестициях в передающие системы в странах ОЭСР в период с 2003 по 2030 год составит 498 миллиардов

долларов США, что соответствует примерно 25% от общих потребностей в инвестициях в электроэнергетическом секторе. Сильный акцент делается на роли межсистемных связей в усилении конкуренции, а также на эффективном использовании ресурсов. В 2002 году Европейский Союз даже установил целевой показатель минимальной мощности передачи электроэнергии по межсистемным связям между странами ЕС, чтобы поддержать развитие интегрированных и надежных региональных рынков электроэнергии. Приоритетные проекты, обозначенные Европейской Комиссией в проекте TEN-E, можно воспринимать в контексте этих целевых показателей. По прогнозам Европейской Комиссии, совокупные затраты на межсистемные связи в приоритетных «узких местах» до 2013 года составят порядка 5 миллиардов евро. МЭА прогнозирует, что инвестиции в передающие сети в Европейском Союзе в период с 2001 по 2010 год достигнут 49 миллиардов евро. Это свидетельствует о том, что инвестиции в передающие межсистемные связи с целью ослабления значимых перегрузок – это лишь часть общей потребности в инвестициях.

После притока инвестиций в строительство новых линий электропередачи в 1960-1970-х годах темпы роста замедлились. На рис. 16 показано годовое увеличение протяженности линий электропередачи в отдельных европейских странах.

Рис. 16

Среднегодовое увеличение протяженности линий электропередачи 220-400 кВ в 16 странах Европы



Источник: Союз по координации передачи электроэнергии и Nordel.

В США наблюдалась аналогичная картина развития⁵³. В 1997-1998 годах объем инвестиций в передающие сети в США упал до беспрецедентно низкого уровня, но сейчас восстановился уровень начала 1980-х годов в пересчете на реальные доллары США.

Инвестиции в передающие сети также стали важным политическим вопросом. Было высказано предположение, что хроническое недоинвестирование в создание передающих мощностей, особенно в строительство межсистемных связей, стало важным фактором, приведшим к каскадным отключениям электроэнергии в 2003 году в Европе и Северной Америке. Таким образом, усиление главной передающей сети должно стать задачей номер один в целях обеспечения надежности и эффективного развития рынка. Инвестиции в строительство новых линий электропередачи могут сделать передающие системы сильнее и устойчивее, благодаря чему они смогут справляться с перегрузками. Но такие инвестиции могут быть непозволительной роскошью. Изменения в обеспечении функционирования передающих активов и систем и управлении работой рынка могут стать гораздо более экономически выгодным способом повышения надежности системы. Этот вопрос подробно обсуждается в последней публикации МЭА.

Обеспокоенность недоинвестированием в передающую инфраструктуру поднимает вопрос о том, не создаст ли реформа рынка электроэнергии, в особенности реструктуризация электроэнергетического сектора и реформирование механизмов регулирования, препятствия для эффективного развития передающих сетей в соответствии с установленными сроками и масштабом.

Последние тенденции в сфере инвестиций можно частично объяснить изначальным избытком мощностей в передающих сетях и более эффективным экономическим регулированием, а именно введением новых финансовых и нормативно-правовых мер регулирования для проектов инвестирования в передающие сети и процессов принятия решений. Сейчас вопрос в том, удалось ли регулирующим органам установить правильное соотношение между передачей прибыли от повышения эффективности потребителям и обеспечением достаточной прибыльности эффективных проектов инвестирования в передающие сети.

Задача инвестирования в передачу электроэнергии на либерализованных рынках состоит в том, чтобы использовать ценовые сигналы об эффективности, которые дают эффективные рынки. В то же время необходимо продуктивное регулирование, должным образом учитывающее экономическую выгоду, вопросы надежности

⁵³ Европейская Комиссия, 2004а.

и роль передающих межсистемных связей в усилении конкуренции. Все это происходит в период кардинального преобразования электроэнергетических систем; либерализованные рынки электроэнергии переживают переходный период, и закрепленные законом имущественные права продолжают влиять на процесс принятия решений ввиду недостаточного разукрупнения компаний.

Назначение рыночной структуры, посылающей прозрачные территориальные ценовые сигналы, отражающие уровень затрат, заключается в том, чтобы в цену включалась стоимость передающей мощности. При использовании «отточенного» подхода, такого как узловое ценообразование, сигналы являются точными; при зональном подходе они менее точны. Грамотная рыночная структура является ключевым параметром в создании стимулов для эффективного инвестирования в передающие сети, особенно в межсистемные связи. К примеру, неадекватные модели регионального ценообразования, непозволительным образом скрывающие перегрузки в межрегиональных передающих сетях или не предоставляющие точной и своевременной информации о деятельности передающих сетей, могут создать инвестиционные риски и потенциальный барьер для альтернативных инвестиций, направленных на ослабление перегрузок.

Некоторые рыночные модели и механизмы регулирования могут также создать неправильные инвестиционные стимулы, отражающие внутренние конфликты интересов. Так, механизмы, позволяющие собственникам сетей взимать плату за перегрузку вследствие перегрузок в межсистемных связях, могут спровоцировать собственников и операторов сетей отказаться от эффективных инвестиций в ослабление перегрузок в «узких местах» в линиях электропередачи, чтобы максимально повысить плату за перегрузку. Такие механизмы могут заставить собственников сетей переместить последствия межрегиональных перегрузок к границам сетей с той же целью получить дополнительную плату за перегрузку и отсрочить издержки на устранение внутренних перегрузок посредством повторного диспетчирования. В некоторых случаях неэффективное разукрупнение компаний может способствовать тому, что собственники передающих сетей будут оказывать предпочтение генерирующим компаниям-лидерам отрасли – за счет эффективных сетевых инвестиций, направленных на максимизацию торговли и конкуренции. Такое поведение не только отпугнет продуктивные сетевые инвестиции, но и может исказить эффективную деятельность и развитие региональных рынков электроэнергии.

Один из методов инвестирования в передающие межсистемные связи состоит в том, чтобы просто дать им возможность конкурировать с генерацией на равных началах. В конце концов, межсистемные связи являются альтернативой инвестициям в генерацию. Коммерческие межсистемные связи, конкурирующие с генерацией, реагированием потребителей на изменение цен и другими собственниками сетей за право снабжения электроэнергией на региональных электроэнергетических рынках финансировалось бы путем взимания платы за перегрузку. Инвестор в строительство коммерческой межсистемной связи определит объем и объект инвестиций таким образом, чтобы ценовые различия между двумя концами межсистемной связи, умноженные на перетоки, могли финансировать проект. Более активное использование конкурентной передачи электроэнергии, основанной на конкуренции между коммерческими линиями электропередачи, может способствовать повышению эффективности использования ценовых сигналов, что усилит стимулы для увеличения продуктивности передающих сетей. Такой подход может ускорить реакцию на ситуацию на электроэнергетических рынках, прежде всего в плане устранения межрегиональных перегрузок. Он может также усилить рыночные сигналы для инвестирования с четко установленными сроками, объемом и объектом инвестиций, что поддержит развитие межрегиональной торговли. Все эти факторы могут увеличить экономическую выгоду от либерализации электроэнергетических рынков и позволить разработать более последовательный и прозрачный метод управления коммерческими рисками, связанными с деятельностью и развитием передающих сетей на конкурентных рынках электроэнергии.

Вместе с тем данная концепция сталкивается с рядом объективных трудностей. Инвестиции в передающие сети предполагают эффект от масштаба и сопряжены с высокими постоянными затратами. Это может означать, что наиболее действенная инвестиционная реакция на межрегиональные перегрузки может полностью уничтожить физические ограничения и соответствующие ценовые различия между регионами или узлами, что устранил базовые денежные потоки, необходимые для финансирования инвестиций. Движущей силой развития передающих систем также являются требования к надежности, а соблюдение таких требований возможно только при регулировании инвестиций. Инвестиции в передающие сети под влиянием требований к надежности и безопасности работы системы по-прежнему будут конкурировать с коммерческими линиями электропередачи и генерацией. Все это значительно усиливает неопределенность, сопряженную с инвестированием в коммерческие ЛЭП.

В Европе, Северной Америке и Австралии в настоящее время действует несколько межсистемных связей. Функционирование тех из них, которые были введены в эксплуатацию до либерализации рынков электроэнергии, как правило, вызывает беспокойство тем, что коммерческие межсистемные связи могут способствовать злоупотреблениям рыночной властью. Однако данные деятельности австралийского рынка свидетельствуют о том, что коммерческие межсистемные связи, реагирующие на рыночные сигналы, могут выступать в роли эффективного средства интегрирования сетевых услуг в конкурентные рынки электроэнергии. Пример Австралии высвечивает еще и ряд трудностей. В начале существования рынка, когда потребность в межсистемных связях была достаточно очевидной, а объединение различных генерирующих портфелей представлялось довольно выгодным, в Австралии было реализовано два проекта. В 2000 году было завершено строительство межсистемной связи Directlink между штатами Квинсленд и Новый Южный Уэльс. В 2002 году построили межсистемную связь Murrey, соединившую штаты Виктория и Южная Австралия. Был также предложен проект строительства передающей компанией Transgrid, находящейся в собственности правительства Нового Южного Уэльса, регулируемой линии электропередачи, объединяющей штаты Новый Южный Уэльс и Южная Австралия. Прибыльность этого проекта в корне изменилась после строительства межсистемной связи Murrey, что иллюстрирует ряд трудностей, связанных с созданием механизма регулирования, позволяющего коммерческим и регулируемым линиям сосуществовать в одной системе⁵⁴. Регулирование вполне может не суметь создать достаточно устойчивые и предсказуемые условия деятельности для создания эффективных стимулов для строительства коммерческих линий. Murrey была преобразована в регулируемую межсистемную связь.

До настоящего времени передающие сети обычно рассматривались как естественные монополии, которые необходимо «физически» отделить от остальных компонентов цепочки создания стоимости и регулировать отдельно. До проведения реформы по внедрению конкуренции за основу регулирования передающих сетей, как правило, бралась определенная форма методологии «издержки плюс фиксированная прибыль», которая позволяла собственникам сетей перекладывать на потребителей все затраты, утвержденные регулирующим органом. Такая форма регулирования давала слабые стимулы для продуктивной деятельности или инвестиций и в некоторых случаях позволяла собственникам сетей перекладывать риски и затраты, обусловленные плохими инвестиционными решениями и непродуктивной деятельностью.

54 МЭА, 2002.

Реформа рынка электроэнергии обычно сопровождается реформой регулирования. Были введены положения о недискриминационном доступе в целях содействия эффективной конкуренции и торговле. В то же время было введено поощрительное регулирование, обычно основанное на цене CPI-X или предельном уровне доходов, для осуществления квазиконкурентной меры повышения эффективности конкуренции и развития передающих сетей.

Некоторую обеспокоенность вызывает то, что регулирующие органы делают слишком сильный акцент на операционных затратах в ущерб стимулам повышения эффективности операционных процессов, технического обслуживания и инвестиций. Принимаемые в результате операционные решения могут привести к значительным потерям эффективности и финансовым затратам для потребителей и участников рынка. В качестве возможных примеров можно привести отказ от проведения технического обслуживания главных линий электропередачи в пиковые периоды, недостаточное техническое обслуживание и инвестиции в строительство передающих сетей, а также перемещение межрегиональных перегрузок в межсистемные связи.

Создание мер регулирования с целью повышения эффективности работы передающих сетей по определению сложно, особенно с точки зрения грамотной интеграции управления рисками и доступности активов в пакет регулирующих стимулов. Планирование технического обслуживания передающих сетей должно осуществляться с учетом затрат и выгод для электроэнергетического рынка. Управление рисками тоже в значительной мере связано с фиксированностью финансовых прав на передачу, рассмотренных в Главе 3. Если пользователи сетью в состоянии покупать фиксированные финансовые права на передачу, их стоимость увеличивается, что служит инструментом управления рисками для участников рынка. Чтобы дополнительно увеличить эффективность использования мощности, а значит, и стоимость, пользователи передающих сетей должны иметь возможность заключать контракт на сутки, месяц или даже год. С другой стороны, длительный срок действия контракта также увеличивает риск его неисполнения. В результате орган (зачастую это системный оператор), заключающий контракт ввиду возникшей необходимости повторного диспетчирования генерирующих мощностей, несет затраты. Финансовые права на передачу могут быть фиксированными только в том случае, если органы, подвергающиеся риску, такие как собственники передающих сетей или системные операторы, способны управлять рисками. Скандинавским ОПС разрешено перекладывать все затраты на повторное диспетчирование на пользователей энергосетями,

заключивших суточный контракт на покупку фиксированных прав, а также взимать плату за перегрузку для оплаты затрат на повторное диспетчирование. Взимание платы за перегрузку и перекладывание затрат на повторное диспетчирование являются методами, которые можно использовать в пакете стимулов для обеспечения эффективности использования мощности.

Фиксированные финансовые права на передачу вызывают много споров. Некоторые трейдеры выступают за годовые и месячные фиксированные права; некоторые владельцы сетей заявляют о своем нежелании подвергаться рискам, связанным с такими обязательствами. Собственник коммерческой конкурентной межсистемной связи найдет коммерчески целесообразную точку равновесия. В условиях действия регулируемых прав собственности на передающие сети и закрепленных законом имущественных прав управление рисками передающих активов должно быть неотъемлемой частью механизма регулирования, особенно если независимость ОПС сомнительна. На рынке Англии и Уэльса в результате изменений в сфере регулирования в 1994 году затраты на повторное диспетчирование были включены в пакет стимулов для компании National Grid. Передающие активы стали заметно доступнее, соответственно, выросли и затраты на повторное диспетчирование.

В случае инвестиций в передающие сети, направленных на повышение надежности работы сети, неопределенность может быть еще сильнее. Формирующиеся региональные рынки способны распределить ответственность за поддержание надежности между многими собственниками и операторами сетей. Несмотря на то что нормативно-правовые акты могут обязывать отдельных владельцев (операторов) сетей выполнять определенные минимальные стандарты надежности и безопасности, обычно они не несут прямых рисков, связанных с финансовыми последствиями катастрофических отказов системы на электроэнергетических рынках.

Регулируемые процессы оценки предложений по повышению надежности на практике оказались проблематичными. Инвестиционные предложения по повышению надежности, как и иное наращивание регулируемых сетей, как правило, разрабатываются собственниками сетей и утверждаются регулирующими органами. Однако, оценивая такие предложения, регулирующий орган может оказаться в крайне невыгодном положении, особенно если он берет за основу информацию, представленную поставщиком сетевых услуг, предлагающим инвестиции. В таких обстоятельствах оценка затрат и выгод может быть проблематичной

и спорной, она также может стать возможной причиной задержек и неопределенности. Наличие точной и достоверной информации об операционном состоянии сети имеет определяющее значение для повышения эффективности, своевременности и надежности таких процессов. Некоторые регулирующие органы изучают варианты улучшения качества процессов оценки, в том числе использования вероятностного анализа возможных финансовых последствий сетевого сбоя для рынков электроэнергии. В настоящее время вероятностная оценка применяется в энергетическом пуле PJM и в Австралии (VEC Corp). Она также была предложена в Новой Зеландии.

На инвестиции в строительство новых передающих сетей влияют и другие процессы получения обязательных согласований, в том числе разрешений на строительство, размещение, а также экологических разрешений. Обостренная экологическая чувствительность наряду с усилившимся противостоянием местной общественности иногда замедляют процесс получения обязательных согласований, вследствие чего лицензирование становится более трудным и длительным. Неэффективные и непоследовательные процессы получения обязательных согласований могут создать неопределенность и нормативный риск, которые способны привести к несвоевременности и неправильному объему ответных инвестиций.

До сих пор поощрительное регулирование весьма успешно позволяло снизить операционные затраты передающих сетей и передать накопленные средства потребителям, обычно в виде уменьшения тарифов. Однако обеспокоенность вызывают более широкие операционные и инвестиционные стимулы, созданные регулированием. Проблема недоинвестирования в передающие сети и межсистемные связи остро встала в США и, по-видимому, появляется в Европе.

Особенно трудной задачей для регулирующих органов является должное сбалансирование стимулов с целью минимизации затрат и платы за пользование сетью, с одной стороны, и расширения передающих сетей – с другой. Задачу, скорее всего, еще больше усложнит неизбежная информационная асимметрия, связанная с регулированием деятельности передающих сетей. В Австралии недавно было введено нормативное тестирование с целью оценки затрат и выгод от активизации торговли и повышения надежности работы системы.

Опыт экономического регулирования также вызывает обеспокоенность в связи с нормативной неопределенностью, которая относится главным образом к границам свободы действий, предоставленной регулирующим

органам в области толкования и применения нормативных положений. Было предложено, в частности, сузить законодательные рамки дискреционных полномочий в сфере регулирования, четко определив характер, объем и границы дискреционных полномочий и тем самым сведя к минимуму неопределенность и нормативный риск, которые в противном случае могут стать препятствием для эффективной деятельности и развития рынка. На практике это может оказаться очень сложной задачей, особенно в тех случаях, когда сферы нормативно-правовой ответственности частично совпадают и являются отчасти неоднозначными. До сих пор опыт показывал, что на практике экономическое регулирование в электроэнергетике нельзя просто взять и разделить на разработку руководящих принципов и администрирование. На электроэнергетических рынках важны детальные вопросы, а толкование и принятие решений по детальным вопросам может иметь определяющее значение для результатов стратегической политики. Прозрачное, последовательное и сбалансированное принятие решений в сфере регулирования и результаты этих решений необходимы для управления нормативным риском и факторами неопределенности.

На региональных рынках, объединяющих несколько юрисдикций, минимизация нормативного риска и факторов неопределенности сопряжена с гораздо большими трудностями. Как правило, политики пытались свести эти риски к минимуму путем установления последовательных нормативных правил в юрисдикциях, входящих в региональные рынки. Однако обеспокоенность возможной непоследовательностью в толковании и применении нормативных положений различными регулирующими органами в границах региональных рынков сохраняется и продолжает создавать правовой риск неопределенности, особенно в сфере деятельности и развития межсистемных связей, соединяющих разные юрисдикции в пределах региональных рынков.

Политики и регулирующие органы предпринимают шаги для предотвращения указанных рисков. Так, регулирующие органы в Европе, Северной Америке и Австралии создали многосторонние форумы с целью повышения согласованности и унификации толкования нормативных положений и администрирования. Некоторые регулирующие органы пытались увеличить прозрачность и определенность в области толкования и применения нормативных положений путем опубликования заявлений о намерениях в сфере регулирования, не имеющих обязательной силы. В некоторых юрисдикциях пошли еще дальше, осуществив консолидацию регулирующих функций нескольких юрисдикций в единый регулирующий орган, подчиняющийся всем правительствам

юрисдикций-членов. Примером из недавнего прошлого служит новое управление по регулированию энергетики, учрежденное правительствами административно-территориальных единиц, входящих в австралийский Национальный рынок электроэнергии.

Координирование инвестиций в передающие сети.....

При существовании вертикально интегрированных коммунальных компаний инвестиции в передающие сети являются неотъемлемой частью комплексного инвестиционного плана. Необходимые линии электропередачи могут быть аккуратно включены в план инвестиций в создание генерирующих мощностей. Обеспокоенность вызывают в первую очередь вопросы надежности работы системы, особенно при рассмотрении возможности развития межсистемных связей между юрисдикциями. Когда на либерализованных рынках происходит разделение обязанностей вследствие разукрупнения, возникают вопросы о действенности и совместимости таких режимов планирования. Это относится главным образом к конкурентным рыночным условиям, для которых характерно независимое и децентрализованное принятие решений: собственники сетей и сетевые операторы больше не могут точно прогнозировать или контролировать ключевые решения, определяющие использование будущих сетей, особенно на крупных региональных рынках. Возникают также и практические вопросы, связанные с согласованием процессов планирования на крупных региональных рынках, где ответственность за планирование разделена между несколькими собственниками сетей (сетевыми операторами). Кроме того, существующие процессы могут несправедливо способствовать инвестициям в сетевые решения за счет более эффективных вариантов, связанных с генерацией и реагированием потребителей, что отражает закрепленные законом имущественные права собственников (операторов) передающих сетей, ответственных за принятие решений. Регулирующие органы, отвечающие за управление данным риском, могут оказаться в особенно невыгодном положении при попытках сдержать такое поведение на практике, особенно когда они должны брать за основу информацию и технические советы, полученные от собственников сетей (сетевых операторов), являющихся лидерами отрасли и имеющих финансовую заинтересованность в результате. Этот вопрос может оказаться особенно трудным в контексте оценки предложений об инвестициях, направленных на повышение надежности.

Разделение ответственности между собственниками передающих сетей на региональных рынках также может влиять на стимулы для

инвестирования в передающие сети. Если на одном региональном рынке представлено много собственников и операторов передающих сетей, скорее всего, ни у одного из них не будет четкого стимула для развития передающих сетей в общерыночном аспекте. Нечеткость или разделение ответственности собственников наряду с практическими трудностями, сопряженными с координированием инвестиций между собственниками различных сетей, могут ослабить стимулы и повысить риски, особенно когда речь идет об инвестициях в межсистемные связи. Нормативная неопределенность способна усилить эти риски, в особенности если для получения разрешений на строительство и регулируемых доходов требуется прохождение различных процедур и принятие решений в сфере регулирования с любой стороны межсистемной связи. Если межсистемные связи пересекают государственные границы, неопределенность, скорее всего, будет еще сильнее.

Усиление согласованности приобретает очень важное значение на либерализованных рынках, особенно среди собственников сетей и сетевых операторов на крупных региональных рынках, для отражения в процессах планирования более целостной и регионально интегрированной точки зрения.

После ряда трудностей, вызванных указанными проблемами, на нескольких рынках начали применять метод преобразования процессов планирования в инструмент точного и прозрачного информирования участников рынка и регулирующих органов об использовании передающих сетей и ресурсах, а также о наметившихся тенденциях. Цель состоит в улучшении качества независимого и децентрализованного принятия решений на электроэнергетических рынках, а также в содействии более эффективной оценке регулирующими органами предложений об инвестициях в передающие сети. Одним из примеров служит Заявление о возможностях, ежегодно публикуемое системным оператором NEMMCO для австралийского Национального рынка электроэнергии. В ответ на обзор конъюнктуры австралийского рынка в 2002 году оператор NEMMCO расширил свое Заявление о возможностях за счет включения Ежегодного заявления о национальной передающей системе (ЕЗНПС). В Заявлении о возможностях подробно описываются и разбираются основы спроса и предложения. В ЕЗНПС дается анализ перетоков по национальным линиям электропередачи, делается прогноз ограничений в межсистемных связях и определяются варианты ослабления ограничений. Затем наступает очередь участников рынка, в том числе собственников сетей, реагировать на потребности расширением генерирующих или передающих активов.

На рынке стран Скандинавии возможности, трудности и предостережения, касающиеся планирования инвестиций в передающие сети на либерализованных рынках, выделяются в согласованных планах инвестирования в передающие сети, составляемых ассоциацией Nordel. Все скандинавские ОПС давно занимаются планированием инвестиций в систему передачи электроэнергии. Недавно ассоциация Nordel разработала согласованный план, в котором выявляются и оцениваются значимые участки перегрузки в скандинавской системе электропередачи посредством моделирования рынка стран Скандинавии. Для оценки стоимости ослабления перегрузок на отдельных участках применялось экономическое моделирование. Особенностью рынка стран Скандинавии является то, что значительные гидроэлектрические ресурсы, сосредоточенные главным образом на севере, связаны с потребителями и тепловыми электростанциями на юге и на европейском континенте. В такой системе ослабление перегрузки на одном участке нередко приводит лишь к ее перемещению на другой участок без существенной выгоды от наращивания передаваемой мощности. Экономическое моделирование, применяемое ассоциацией Nordel при планировании инвестиций в передающую систему, позволило выявить направления перетоков или серии «узких мест». Дается оценка выгод от ослабления перегрузок на таких участках и направлениях перетоков как для генераторов, так и для потребителей, а также для всего Скандинавского региона и по отдельным странам. Это свидетельствует о некоторых политических проблемах, связанных с инвестициями в передающие сети, и опять-таки подчеркивает важность беспристрастности и независимости от генерирующих компаний-лидеров отрасли для обеспечения эффективных инвестиций в передающие сети. В 2004 году ассоциация Nordel разработала план инвестиций в передающие сети и определила пять крупных проектов инвестирования в систему электропередачи. В результате реализации некоторых из этих проектов генерирующие компании в ряде стран Скандинавии потерпят убытки, но в целом они принесут значительные экономические выгоды объединенной экономике Скандинавского региона, которые превзойдут предполагаемые инвестиционные затраты, равные примерно 1 миллиарду евро. В настоящее время идет процесс принятия окончательного решения по проектам, в том числе по финансированию инвестиций.

КОГДА ЛИБЕРАЛИЗОВАННЫЕ РЫНКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ РАБОТАЮТ НЕЭФФЕКТИВНО?

Совершенный рынок – это абстрактный идеал, а не достижимая цель. Идеальных рынков не бывает, и все рынки постоянно находятся в развитии. Конкуренция редко бывает идеальной. Меняются нормативные положения и регулирование. Меняются технологии и вкус. Инновации двигают развитие поэтапно, и эти этапы внезапно приводят к крупным изменениям. Электроэнергетические рынки в этом смысле не исключение. Идеальных рынков электроэнергии не бывает, даже в отдаленном приближении. Уместнее оценить деятельность либерализованных электроэнергетических рынков в сравнении с альтернативными вариантами. Не вполне идеальный либерализованный рынок электроэнергии работает лучше или хуже не вполне идеальной вертикально интегрированной и регулируемой системы?

На либерализованных электроэнергетических рынках существует ряд серьезных проблем. Конкуренция и ценообразование на основе затрат сопряжены с трудностями; для их внедрения требуется сильная поддержка со стороны политиков и лиц, ответственных за принятие решений. Даже при необходимой поддержке и устремленности подготовительный этап становления рынков все равно будет длительным, а их полное создание и развитие займут еще более долгое время. Либерализация рынков электроэнергии – это процесс. С учетом сказанного остаются ли на либерализованных рынках факторы, которыми просто невозможно управлять удовлетворительным образом? Существуют ли такие факторы в области экономической оптимизации рынков, которые никогда не будут братья в расчет, какими бы конкурентными эти рынки ни были и как бы хорошо они ни были структурированы? Была высказана точка зрения, что так называемые проявления неэффективности рыночного механизма внутренне присущи электроэнергетическим рынкам и обнаруживаются на многих участках цепочки создания стоимости.

К примеру, некоторые утверждают, что рынки электроэнергии по определению неконкурентны: эффект масштаба неизбежно приведет к созданию крупных компаний, обладающих властью для того, чтобы «действовать в сговоре». Это утверждение, по всей видимости, противоречит недавнему развитию более разнообразных и гибких

генерирующих, в том числе парогазовых, установок. Если на рынке очевиден эффект большой экономии от масштаба, он может, напротив, свидетельствовать о том, что рыночному регулированию не удалось устранить барьеры для проникновения на рынок и деятельности мелких компаний. Утверждается также, что в действительности спрос неизбежно присуща неэластичность: от потребителей нельзя ждать участия в работе рынка, и в этом состоит проявление серьезной неэффективности рыночного механизма. Поскольку каждый вид использования электроэнергии обладает разной ценностью для всех потребителей, идея неэластичности спроса, безусловно, алогична. В конечном итоге снижение транзакционных издержек, достаточное для обеспечения прибыльности участия потребителей в работе рынка, может оказаться невыполнимой задачей, но, учитывая сильный акцент на предложении в действующей рыночной структуре, такой вывод представляется преждевременным. В любом случае инновации и технологическое развитие постоянно снижают барьеры. Опасность заключается в том, что попытки вовлечь потребителей в работу рынка могут потерпеть фиаско, если в основе рыночной структуры лежит исходное предположение о внутренне присущей спросу неэластичности.

Другой проблемой являются перспективы проведения научно-исследовательских работ на либерализованных электроэнергетических рынках, когда первоочередные задачи участников рынка меняются под давлением возникающей конкуренции. До настоящего времени частные коммерческие компании не провели достаточных научных исследований в областях, являющихся предметом главным образом общественных интересов, таких как возобновляемые источники энергии и энергоэффективность. Опыт показывает, что научно-исследовательские работы требуют внимания политиков в приоритетных для государства областях, как и в неэнергетических секторах при проявлениях неэффективности рыночного механизма. При этом общий урок, извлеченный из процессов либерализации в других секторах, таков: конкуренция также создает стимулы для активных инноваций.

В двух областях предполагаемые проявления неэффективности рыночного механизма в электроэнергетическом секторе, по-видимому, связаны с внутренне присущими электроэнергии характеристиками, а не с результатом лежащих в их основе сбоев в сфере регулирования. Электроэнергия – это уникальный товар. Современное общество все больше зависит от электричества, поэтому спрос на надежность

энергоснабжения высок. В то же время электроэнергия является в высшей степени сложным товаром в первую очередь потому, что ее нельзя складировать. Насколько электричество уникально и в какой момент рынки не смогут обеспечить надежность энергоснабжения? Генерация электроэнергии с помощью самых традиционных технологий также воздействует на окружающую среду и климат, однако рынки должным образом не учитывают внешние природоохранные затраты. Таково классическое проявление неэффективности рыночного механизма. При действующих правилах борьбы с внешним воздействием на окружающую среду какие последствия это может иметь для либерализованных рынков электроэнергии и как либерализованные электроэнергетические рынки должны способствовать решению новых проблем, таких как изменение климата?

Когда возникают действительные проявления неэффективности рыночного механизма, вызванные внутренне присущими электроэнергии характеристиками, с ними нужно бороться с помощью нормативных мер, направленных на снижение последствий неэффективности или интернализацию затрат. Опять же нельзя найти адекватный нормативный инструмент, обращаясь к абстрактному идеалу, – нужно сравнивать альтернативные варианты. Некоторые проявления рыночной неэффективности могут привести к тому, что рынок будет не вполне идеальным. Таким образом, стратегические варианты, направленные на борьбу с проявлениями неэффективности, нужно оценивать по их способности улучшать общий результат.

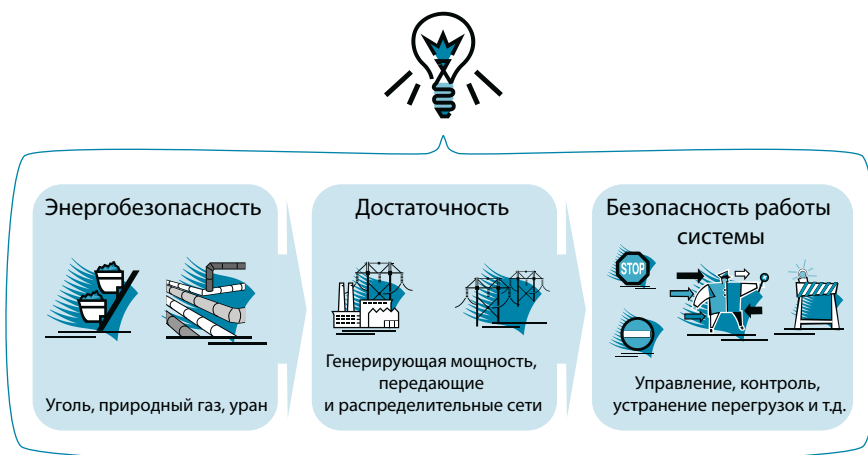
Надежность энергоснабжения на либерализованных рынках

Назначение ценовых сигналов на либерализованных электроэнергетических рынках – направлять все действия на достижение продуктивного результата. Поэтому логично задать вопрос: а существуют ли в цепочке создания стоимости (от производства электроэнергии до ее транспортировки и потребления) такие участки, на которых ценовые сигналы могут быть недостаточно сильными? Существуют ли в цепочке создания стоимости такие участки, на которых рынки не могут дать продуктивных результатов? В цепочке создания стоимости можно выделить три звена, каждое из которых соответствует различным важнейшим компонентам надежного электроснабжения (рис. 16). Иначе говоря, концепцию надежности электроснабжения необходимо «разукрупнить», чтобы ее можно было проанализировать применительно к разукрупненному сектору.

Рис. 17

Цепочка создания стоимости для надежного энергоснабжения: Энергобезопасность, достаточность и безопасность работы системы

Надежность электроснабжения



Прежде всего необходимо надежное топливоснабжение в качестве ресурса для генерации электроэнергии. Во-вторых, требуются достаточные генерирующие и сетевые активы для преобразования топлива в электричество и его транспортировку потребителю. И, наконец, поскольку электричество не может храниться, безопасное управление системой, то есть фактически поддержание ее работы, – очень непростая задача. В каких звеньях цепочки создания стоимости более высока вероятность сбоев рыночного механизма?

• Надежность поставок для генерации электроэнергии

Бесперебойность поставок топлива для генерации электроэнергии – это вопрос качества функционирования топливных рынков. Электроэнергия вырабатывается главным образом из угля, природного газа, урана и гидроэнергии. Все большее внимание уделяется возобновляемым источникам энергии. До нефтяных кризисов 1970-х годов главным топливом для производства электричества была нефть, но с тех пор ее доля в большинстве стран сократилась и стала незначительной. Мировой рынок угля является конкурентным, запасы угля имеются в изобилии и могут легко храниться. Уран тоже легко хранится. Учитывая незначительную

роль нефти в генерации электроэнергии, акцент делается исключительно на природном газе. Запасы природного газа сосредоточены в небольшом числе стран, его хранение обходится довольно дорого, и он «привязан» к энергосети, несмотря на то что данное ограничение ослабляется по мере развития рынка сжиженного природного газа (СПГ). Природный газ играет все более важную роль в генерации электроэнергии. Благодаря низким капитальным затратам и коротким срокам строительства парогазовым установкам (ПГУ) сейчас отдается предпочтение перед другими технологиями во многих ситуациях на многих рынках электроэнергии. Природный газ также имеет конкурентное преимущество перед углем в экологическом отношении благодаря более низкому объему выбросов парниковых газов на выработку 1 МВтч электричества на парогазовых установках.

В нескольких странах-членах МЭА либерализация рынков природного газа также либо уже проведена, либо проводится в настоящий момент. В Европейском Союзе либерализация рынков природного газа осуществляется параллельно с либерализацией электроэнергетических рынков, хотя рынки газа немного отстают. Рынки природного газа также испытывают сильное влияние развивающейся технологии использования СПГ, способной придать значительную гибкость региональным и мировому рынкам газа. В недавно опубликованном МЭА исследовании надежности газоснабжения на рынках свободной торговли дается описание состояния рынков газа и рассматривается роль СПГ⁵⁵. Либерализация рынков газа, как и электроэнергетических рынков, – процесс долгий и сложный; в нескольких странах-членах МЭА предстоит преодолеть еще немало трудностей. Запасы природного газа сосредоточены в довольно небольшом числе стран, не являющихся членами МЭА; в этой связи возникает вопрос о геополитическом аспекте функционирования рынка геологоразведки и добычи природного газа. Несмотря на то что такая концентрация запасов ставит почти те же вопросы, что и нефтяные запасы, главное отличие состоит в том, что природный газ лишь один из нескольких видов топлива для генерации электроэнергии. Возможности замены топлива для выработки электроэнергии в среднесрочной перспективе гораздо шире, чем возможности замены нефти другими альтернативными вариантами для целей транспортировки.

Надежность газоснабжения, несомненно, дает причины для беспокойства: будут ли осуществлены достаточные инвестиции в геологоразведку и добычу, будет ли проведена успешная либерализация рыночного сегмента «Переработка и сбыт» и позволит ли СПГ уменьшить

⁵⁵ МЭА, 2004а.

зависимость от конкретных поставщиков и усилить конкуренцию? В отношении либерализованных рынков электроэнергии вопрос заключается в том, не упускают ли инвесторы из виду соображения надежности газоснабжения. ПГУ отдается предпочтение перед другими технологиями, но рентабельность инвестиций в ПГУ будет зависеть от надежности поставок природного газа, цены на который устанавливаются в ходе конкуренции. В настоящее время нелиберализованность рынка природного газа расценивается как барьер для инвестиций в ПГУ⁵⁶. Инвесторы в строительство ПГУ рассматривают всю цепочку создания стоимости природного газа – от устья скважины до генерирующей установки. Некоторые коммунальные энергокомпании выбирают газовый бизнес в рамках общей стратегии, в которой также учитываются соображения надежности газоснабжения⁵⁷.

Если инвесторы полностью не принимают в расчет экономические последствия перебоев с газоснабжением или манипулирования рынком (как вероятные возможности, так и затраты), может потребоваться политическое вмешательство. Возможен риск того, что вся система генерации электроэнергии попадет в слишком большую зависимость от природного газа вследствие широкого использования ПГУ. Применялось две политические стратегии для решения вопросов, связанных с надежностью газоснабжения: одна предполагает продвижение альтернативных технологий для обеспечения диверсификации; другая – акцент на самом рынке природного газа. Политики могут улучшить функционирование рынка переработки и сбыта газа посредством либерализации и регулирования. Диалог со странами-поставщиками может помочь в решении вопросов геологоразведки и добычи. Можно усовершенствовать процедуры применения СПГ и других проектов инвестирования в газовую инфраструктуру.

Политика продвижения альтернативных технологий распространяется и непосредственно на либерализованные рынки электроэнергии. Прямые субсидии с целью популяризации конкретных альтернативных технологий или нормативные барьеры для строительства ПГУ направлены на искажение инвестиционных сигналов. Искажения в одной стране отразятся на внутренних электроэнергетических рынках соседних стран. Являются ли такие искажения оправданными и эффективными? Бюро анализа экономической политики Нидерландов – это независимый правительственный орган, осуществляющий анализ экономической политики. Недавно им был проведен анализ затрат и выгод по различным

⁵⁶ Speckler, 2005.

⁵⁷ de Tomás, 2005.

аспектам надежности поставок, включая политическое вмешательство для уменьшения зависимости Нидерландов от природного газа для целей генерации электроэнергии. Оценка вероятных возможностей, затрат и выгод, относящихся к перебоям с газоснабжением или манипулированием рынком, свидетельствует о неоправданности вмешательства⁵⁸. Принимая во внимание, что бесперебойность поставок природного газа является большой проблемой для инвесторов в строительство ПГУ, а вмешательство, основанное на суждениях правительств, вряд ли улучшит качество решений, принимаемых коммерческими инвесторами, представляется более уместным, если правительства сделают акцент на минимизации нормативной неопределенности на газовом рынке.

• Достаточность генерирующей мощности, а также передающих и распределительных сетей

Наличие достаточной генерирующей мощности для постоянного обеспечения спроса зависит от достаточности объемов привлекаемых инвестиций, правильности выбора объекта инвестирования и своевременности инвестиций. Нет оснований полагать, что конкурентные рынки электроэнергии неспособны создавать стимулы для своевременного и эффективного инвестирования. К основным требованиям относится реальная конкуренция (в том числе регулируемый доступ третьей стороны к разукрупненным сетям), территориальное ценообразование на основе затрат, а также рыночные правила, обеспечивающие прозрачность и низкий уровень транзакционных издержек. Кроме того, перед регулирующими органами стоит задача создания бесперебойного механизма регулирования с целью обеспечения прозрачных и четких процессов получения обязательных согласований проектов строительства новых генерирующих объектов. В настоящее время участники рынка осуществляют инвестиции в либерализованные рынки электроэнергии даже без применения дополнительных мер по оптимизации мощности.

Сети, как правило, являются естественными монополиями. В целом рынки не способны посылать сигналы для достаточного и своевременного инвестирования. Инвестиции в сети во многом зависят от механизма регулирования и используемых в нем стимулов. Таким образом, либерализация в принципе не меняет положения дел для сетей. Возможным исключением являются случаи, когда сети приватизируются в рамках процесса либерализации. Однако либерализация не усиливает акцент на операционных затратах сетей, и во многих странах были введены модели регулирования сетевых тарифов с сильными мерами стимулирования

⁵⁸ Бюро анализа экономической политики Нидерландов, 2004.

сокращения затрат. В связи со столь сильным изначальным акцентом на затратах в некоторых странах был поставлен вопрос о качественном аспекте, в первую очередь потому, что качество непосредственно связано с достаточностью. В нескольких странах сейчас происходит корректировка моделей регулирования сетевых тарифов: они должны также включить прямые качественные, а, следовательно, и инвестиционные стимулы.

Вовсе не обязательно, что рынки не способны посылать сигналы для достаточного инвестирования в передающие сети. В действительности территориальное ценообразование должно создавать такие стимулы для инвестиций, чтобы генерирующие и передающие активы были взаимозаменяемы. Пока эта одна из наиболее неутешительных проявлений неэффективности рыночного механизма. Почти все инвестиции в передающие сети остаются объектом регулирования; можно привести всего несколько примеров использования в настоящее время так называемых коммерческих линий.

• **Безопасность работы системы при управлении деятельностью систем электропередачи**

Стоимость электроэнергии для потребителей определяется временем, местом, объемом и качеством. На либерализованных электроэнергетических рынках цена может устанавливаться с учетом первых трех факторов, а качество пока является единообразным товаром, который все потребители получают независимо от ценовых сигналов. До сих пор технически и экономически невозможно поставлять электроэнергию различного качества в зависимости от той суммы, которую готов заплатить за нее потребитель. Все потребители получают электроэнергию, отвечающую определенному стандарту качества; проблемы, вынуждающие системного оператора сбросить нагрузку, возникают более или менее редко и независимо от готовности платить за электроэнергию. В данной связи сброс нагрузки расценивается как вынужденное ее сокращение после того, как использованы все варианты, в том числе заключение с потребителями контрактов о добровольном снижении нагрузки. Каждый знает, что такое полное отключение электроэнергии. Кроме того, качество – это такая характеристика электроснабжения, из которой каждый может извлечь выгоду без ущерба для других. Готовность платить еще не означает, что он получит товар более высокого качества или что вероятность его отключения от энергосети будет ниже, чем у остальных. С потребителями, которые не хотят платить за качество, дела обстоят точно так же, то есть есть стимул попытаться получить все «задаром». Потребители не могут

требовать определенного качества электроснабжения на правах личной собственности, что делало бы электроэнергию классическим общественным товаром. Без вмешательства политиков качество отпускаемых на рынке общественных товаров, например качество электроэнергии, будет ниже, чем хотелось бы потребителям.

На сегодняшний день создание независимых системных операторов является главным средством борьбы с проявлениями неэффективности либерализованных и конкурентных рынков электроэнергии в области обеспечения качества. Эти системные операторы обеспечивают качество путем поддержания баланса спроса и предложения, управляя деятельностью систем в режиме реального времени. Они осуществляют управление на стыке между электроэнергией как нормальным товаром индивидуального потребления, торгуемым на рынке, и электричеством как общественным товаром в его качественном аспекте.

Системные операторы используют обширный инструментарий, куда входит поддержание оперативного баланса спроса и предложения на рынках, работающих в режиме реального времени, а также с помощью других вспомогательных услуг; заданный набор критериев надежности, накладывающих ограничения на работу системы электропередачи; немедленное и прозрачное раскрытие важнейшей информации участникам рынка; опытный персонал и современное оборудование для тщательного мониторинга и контроля работы системы и т.д. Многие из этих инструментов тесно связаны с электроэнергией как с товаром индивидуального потребления, торгуемым на рынке. Если они не будут использоваться в соответствии со строжайшими стандартами и очень дисциплинированно, то граница между электроэнергией как товаром индивидуального потребления и общественным товаром размоется. Непрозрачное и «непроницаемое» выявление и устранение перегрузок ослабит ценовые сигналы: реакция рынка станет менее комплексной и точной и увеличится общественная составляющая электроэнергии как товара.

В 2003-2004 годах произошел ряд примечательных отключений электроэнергии и аварийных ситуаций, связанных с безопасностью работы системы. К наиболее известным событиям относятся отключения в Северной Америке, Италии, на юге Швеции и востоке Дании. Крупная авария случилась и в Австралии, но ее удалось грамотно устранить и тем самым избежать массового отключения электричества. Ни в одном из указанных случаев в официальных исследованиях причин аварий рыночная либерализация не объявляется виновницей произошедших

событий. В этих исследованиях, впрочем, поднимается ряд вопросов, относящихся к безопасности работы системы на конкурентных рынках, которыми необходимо вплотную заняться в будущем.

На либерализованных рынках наблюдается значительный рост трансграничной торговли – с точки зрения и объемов, и разнообразия. Эти взаимобмены увеличили общие выгоды от либерализации рынков. Однако системные операторы должны с осторожностью управлять трансграничной торговлей, чтобы она не представляла угрозы для безопасности работы системы. Указанные события подчеркивают важность согласованности действий и сотрудничества между системными операторами в целом. В Северной Америке и Европе эту проблему изначально решали главным образом путем заключения добровольных соглашений. В США после отключений электроэнергии произошли изменения в законодательной сфере, а Союз по координации передачи электроэнергии придал своему справочнику по оперативным вопросам обязательную силу. Произошедшие события свидетельствуют о важности контроля за фактическим исполнением соглашений о трансграничной торговле. Вопрос в том, может ли мониторинг соблюдения требований быть эффективным, если не придать этим соглашениям обязательной юридической силы.

В реальности критерии надежности отнюдь не ограничиваются ролью системных операторов. Важной причиной фактического отказа передающих систем, приведшего к отключениям электричества в Северной Америке и Италии, стало то, что недостаточно обрезали ветки деревьев вдоль линий электропередачи. Возникает вопрос о включении аспекта обеспечения качества в регулирование деятельности передающих систем в качестве средства обеспечения качества и надежности линий электропередачи. Очевидно, что речь идет об усовершенствованном регулировании, а не о последствиях либерализации. В недавно опубликованной МЭА работе, посвященной анализу этих прецедентов, также разбираются и обсуждаются вопросы безопасности работы системы электропередачи на конкурентных электроэнергетических рынках. Главный вывод, к которому приходят авторы работы, следующий: либерализация в корне изменила использование передающих систем и руководство, а управление работой систем электропередачи еще не приспособилось к произошедшим изменениям.

Важнее всего то, что нашумевшие отключения электроэнергии и текущее руководство работой систем на либерализованных рынках не свидетельствуют о существовании неразрешимых вопросов. Они

проясняют, что руководство на всех участках цепочки создания стоимости: от генерации до потребления – на либерализованных рынках должно быть пересмотрено, включая все аспекты управления работой системы. Очень немногие вопросы, возникшие в ходе либерализации, относятся к конкретным проблемам разукрупненных структур на либерализованных рынках. Почти все вопросы касаются аспектов, которые улучшат управление работой системы с точки зрения безопасности и эффективности независимо от организации рынка. К примеру, трансграничная торговля повышает эффективность всей системы и использование передающих активов. Она меняет использование самой системы, заставляя ее работать на пределе своих возможностей, что усиливает необходимость реформирования принципов управления работой системы. Хорошо управляемое сотрудничество между системными операторами не представляет угрозы для безопасности работы системы, а, напротив, содержит в себе потенциал для ее усиления. Согласованное управление работой нескольких систем должно сделать все системы сильнее, чем если бы они управлялись отдельно. В целях контроля за выполнением этих обязательств, а также за принятием участниками рынка и независимыми системными операторами мер для достижения указанных целей может потребоваться политическое вмешательство со стороны правительственных структур. Если участники рынка не сотрудничают и не согласовывают предпринимаемые ими усилия, правительственные структуры должны принять меры в ответ на несоблюдение правил.

Решение проблем охраны окружающей среды и изменения климата

Окружающая среда и климат относятся к классическим общественным благам в той части, в которой рынки не учитывают затраты и выгоды, связанные с воздействующей на них деятельностью. Нет оснований полагать, что либерализованные рынки добровольно начнут брать в расчет внешние экологические последствия. Это произойдет только в результате политического вмешательства. Теоретически эффективным средством является интернализация внешних затрат на охрану окружающей среды. За осуществление экологически вредной деятельности может быть наложен штраф в виде налога, соответствующего денежному ущербу, который эта деятельность причиняет обществу. Однако природоохранные затраты очень редко поддаются точному исчислению и приводятся к общему знаменателю. Здесь затрагивается целый ряд проблем, препятствующих деятельности рынков, включая вопросы международной конкурентоспособности на рынках свободной торговли.

Природоохранные затраты, которые несут только генерирующие компании лишь в некоторых странах, дадут конкурентные преимущества экономике стран, в которых такие затраты не учитываются. Это относится не только к конкуренции в электроэнергетике, но и к конкурентоспособности товаров, произведенных с использованием электричества. В этом смысле различия в подходах к интернализации природоохранных затрат деформируют *не только* либерализованные рынки электроэнергии, *но и* все остальные мировые рынки, особенно те из них, где значительную долю занимает электроэнергия. Проблема оценки и интернализации природоохранных затрат существует и на либерализованных электроэнергетических рынках, и на других рынках свободной торговли. В настоящее время решению проблемы препятствуют международные разногласия. Опять-таки уместнее рассмотреть стратегические варианты на фоне альтернативных возможностей, чем брать за эталон некий абстрактный идеал.

Генерация электроэнергии чревата последствиями для окружающей среды и климата. Правительства всех стран должны решить эти проблемы путем разработки стратегического курса. Главный вопрос для либерализованных рынков электроэнергии состоит в том, как разнообразные стратегические варианты повлияют на функционирование рынка и результаты рыночной деятельности. Разработка стратегии направлена на получение конкретного эффекта, подтверждаемого внешними затратами. Но очевидно, что различные стратегии по-разному отразятся на деятельности либерализованных энергорынков. Это особенно относится к региональным рынкам, где природоохранные затраты учитываются в разных странах по-разному. Главный вопрос звучит следующим образом: существуют ли такие стратегии, которые помешают получить продуктивные результаты на либерализованных рынках как с эксплуатационной точки зрения, так и инвестиционной?

Среди стратегий, рассмотренных и внедренных на либерализованных рынках, можно выделить два общих вида, имеющих наиболее сильный эффект. Это стратегии поддержки, популяризации и субсидирования конкретных технологий и стратегии наложения штрафа за ведение экологически вредной деятельности. К первому виду относятся научно-исследовательские программы в сфере возобновляемых источников энергии и другие проекты содействия строительству установок генерации электроэнергии из возобновляемых источников. Такие проекты распространены и во многих других секторах. Вряд ли стоит считать, что они оказывают отрицательное влияние на функционирование либерализованных рынков электроэнергии, если только эти проекты не рассчитаны на массовое внедрение. В разных странах предъявляются

различные требования к принятию стандартов для генерирующих объектов. Это сказывается на затратах генерирующих объектов и деформирует международную конкуренцию. С другой стороны, такие различия очевидны и во многих других секторах экономики, где в краткосрочной перспективе они являются общепринятыми, а в долгосрочной – подвергаются унификации в общемировом масштабе.

Экологические риски и их последствия воспринимаются в разных странах по-разному, даже когда некоторые последствия могут выходить далеко за пределы государственных границ. В одних странах общественность широко поддерживает атомную энергетику или по меньшей мере не отвергает ее; в других атомная энергетика строго запрещена. Существуют обязательные международные стандарты безопасности, но многочисленные аспекты процесса получения обязательных согласований, использования отработанного ядерного топлива и управления ликвидацией отходов в долгосрочной перспективе в разных странах свои. Все это приводит к различиям, влияющим на затраты в атомной энергетике в разных странах. Многие аспекты, связанные с атомной энергетикой, являются предметом широкого политического интереса в отдельных странах и за их пределами. Однако при прозрачности условий развития атомной энергетики соответствующие стратегические проекты вряд ли смогут подорвать функционирование либерализованных рынков электроэнергии.

Поддержка научно-исследовательских работ и различные правовые условия для разных технологий влияют на конкуренцию на электроэнергетических рынках свободной торговли, но лишь косвенно и в масштабах, сравнимых со многими другими секторами экономики.

Либерализация существенно меняет процессы принятия решений: на смену централизованным и плановым структурам в вертикально интегрированных системах приходит децентрализованное принятие решений отдельными участниками рынка в направлении, задаваемом рыночными ценами. Прямое финансовое субсидирование конкретных технологий, таких как возобновляемые источники энергии и атомная энергия, возможно в конкретных объемах и даже в конкретных местах, подрывает основы децентрализованного процесса принятия решений на либерализованных рынках. Необходимо применение альтернативных стратегий в целях интернализации внешних природоохранных затрат при одновременном сохранении децентрализованного процесса принятия решений. Если обложение налогом нецелесообразно, наименее искажающим вариантом будет рыночный механизм торговли квотами на выбросы загрязняющих веществ. В системах торговли квотами на

выбросы загрязняющих веществ, как и в варианте с налогообложением, акцент делается на той же экологически вредной деятельности, но, в отличие от схем прямого субсидирования, эти системы не оговаривают и не предписывают решения.

Так, система торговли квотами на выбросы предусмотрена для парниковых газов в рамках гибких механизмов Киотского протокола. Европейский Союз внедрил систему торговли квотами на выбросы CO₂. В первой половине 2005 года наблюдался стремительный рост торговли квотами на выбросы углекислого газа. Ликвидность и цены на рынке квот достигли уровня, на котором этот рынок повсеместно воспринимается как один из факторов роста цен на большинстве европейских рынков электроэнергии. Правительства разных государств определяют условия выхода на европейский рынок торговли квотами на выбросы CO₂ для каждой конкретной генерирующей компании. Эти условия значительно отличаются между собой и сильно деформируют европейский электроэнергетический рынок. Однако сам рыночный механизм уже продемонстрировал свою способность создавать преднамеренные и ожидаемые стимулы. Первый опыт торговли квотами на выбросы углекислого газа исследуется в работе, недавно опубликованной МЭА.

Большинство стран-членов МЭА выступает за возобновляемые источники энергии. Система торговли квотами является одним из способов поддержки таких форм энергии. В ряде стран-членов МЭА, в том числе в Великобритании, Австралии и Испании, а также в нескольких штатах США были введены системы торговли квотами на возобновляемые источники энергии, а также коммерчески реализуемые сертификаты на возобновляемую энергию, именуемые «нормативы портфеля производства возобновляемой энергии». Политическое вмешательство определяет объем торговли, но технологию, время и место инвесторы выбирают самостоятельно. Если в качестве обоснования применения этих технологий приводится отсутствие выбросов парниковых газов, то полная реализация системы торговли квотами на выбросы парниковых газов приведет к устареванию нормативов портфеля производства возобновляемой энергии. Если же обоснование строится на том, что возобновляемые источники энергии являются экономически выгодным способом сокращения выбросов, то увеличение цен квот на выбросы CO₂ в конечном итоге приведет к тому, что цена сертификатов возобновляемой энергии станет нулевой. Чтобы системы нормативов портфеля производства возобновляемой энергии были надежным и экономически выгодным стратегическим вариантом, минимально деформирующим рынки электроэнергии, они должны

быть международными и соответствовать эффективной деятельности электроэнергетических рынков свободной торговли. Исключительно национальный норматив портфеля производства возобновляемой энергии будет восприимчив к политическим переменам и утратит огромный потенциал эффективности, обеспечиваемой международной торговлей. Большинство возобновляемых источников энергии носят в значительной степени территориальный характер, и поэтому их использование будет экономически выгоднее там, где ресурсы обильны и разнообразны. Например, ветротурбогенераторы лучше использовать там, где ветрено; электростанции, работающие на биомассе, – там, где много дешевой биомассы, а фотоэлектрические установки – там, где много солнца.

Многие технологии использования возобновляемых источников энергии применяются на меньших по размеру установках, чем традиционные генерирующие технологии. Как правило, для них характерна большая распределенность и соединение с более низковольтной электросетью. Кроме того, большинство новых технологий, таких как генерация электрической энергии из ветровой, носит в высшей степени непостоянный характер. В традиционной вертикально интегрированной и регулируемой электроэнергетике акцент, что вполне естественно, делается на крупные традиционные генерирующие объекты, а разработка и управление работой систем осуществляются с учетом потребностей и ограничений, существующих в данных технологиях. Более того, затраты перекладываются непосредственно на потребителей, поэтому внутренние стимулы для увеличения прозрачности отсутствуют. Такая расстановка акцентов затрудняет полную оценку затрат и выгод, связанных с технологиями использования распределенных и непостоянных возобновляемых источников энергии. Но без анализа затрат и выгод политики не смогут дать полную оценку достоинств возобновляемых технологий, в том числе их экономической выгоды с точки зрения снижения выбросов парниковых газов. На либерализованных рынках электроэнергии по ряду причин меняется механизм, применяющийся к технологиям использования распределенных и непостоянных возобновляемых источников энергии. Ценообразование на основе затрат и конкуренция определяют фактические затраты на управление непостоянным характером энергии. На либерализованных рынках усиленный акцент на рисках наряду с ценностью финансовой и операционной гибкости проливают новый свет на достоинства небольших распределенных ресурсов генерации. Трансграничная торговля дает возможность гораздо более эффективно использовать местные возобновляемые ресурсы, к примеру различные виды имеющихся ветровых ресурсов.

Некоторые затраты и выгоды от применения возобновляемых источников энергии связаны с влиянием использования распределенных и непостоянных ресурсов на развитие и управление работой сети. С одной стороны, высокая доля непостоянной энергии ветра влечет за собой необходимость расширения сети, с другой – ветротурбогенераторы и другие распределенные ресурсы, соединенные с местными сетями, могут сократить затраты в связи с потерями в электросетях и сэкономить инвестиции в передающие сети. Создание стимулов для сетевых тарифов, отражающих эти затраты и выгоды, является трудной задачей в сфере эффективного экономического регулирования сетей. Экономические последствия интеграции ветровой энергии в электросети более подробно рассматриваются в приложении к недавно опубликованному исследованию МЭА, посвященному прогнозным затратам на генерацию электроэнергии⁵⁹.

Ведутся жаркие споры о достоинствах технологий получения электроэнергии из возобновляемых источников, особенно из энергии ветра, которая в некоторых обстоятельствах представляется одним из наиболее экономически выгодных вариантов. В странах с самой высокой процентной долей ветроэнергетики в структуре потребления (например, в Дании, Германии и Испании) существует обеспокоенность безопасностью работы национальной электроэнергетической системы и систем соседних государств. Кроме того, обостряется проблема экономической выгоды производства электрической энергии из ветровой с учетом всех затрат на управление непостоянным характером ресурсов генерации. На либерализованных рынках электроэнергии все вопросы, связанные с управлением технологий получения электричества из непостоянных возобновляемых источников, более – или даже полностью – прозрачны. Конкурентное территориальное маргинальное ценообразование в энергетике и конкурентное формирование цен на резервы и вспомогательные услуги также усиливают прозрачность затрат и выгод от непостоянного характера ресурсов и географического разнообразия генерации, а возможно, и снижают общие затраты.

Вставка 6. Управление непостоянной ветровой энергией на либерализованном электроэнергетическом рынке Дании

Дания разделена на две электроэнергетические системы, между которыми отсутствуют межсистемные связи. Восточная система

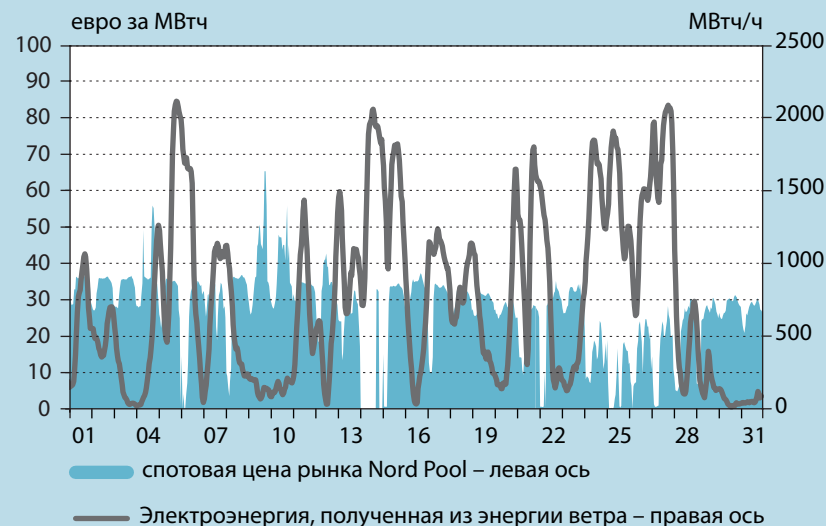
⁵⁹ МЭА, 2005d.

синхронизирована с системой стран Скандинавии, западная – с системой Союза по координации передачи электроэнергии материковой Европы. К концу 2004 года в Дании были введены в строй ветроэнергетические объекты общей мощностью 3122 МВт. В течение того же года ветротурбогенераторами было выработано 6,6 ТВтч электроэнергии, что соответствует 19% потребления в году, когда среднее энергосодержание ветра равно 90% от нормальной величины. Примерно 2379 МВт суммарной установленной мощности объектов ветроэнергетики было расположено в Западной Дании, где с помощью ветротурбогенераторов было произведено 4,9 ТВтч электроэнергии, или 23% от общего потребления в регионе.

Высокая процентная доля ветроэнергетики в датской системе является центральной темой серьезных споров о затратах, безопасности работы системы, отраслевой политике и влиянии на ландшафт, которые продолжаются в течение последних десяти лет развития ветроэнергетики. До сих пор остаются нерешенными многие вопросы, касающиеся последствий для рынка электроэнергии стран Скандинавии. До недавнего времени ветроэнергетика в Дании субсидировалась за счет льготных тарифов, предоставлявшихся за каждый МВтч, произведенный из ветровой энергии; в 2003 году тариф был сокращен до уровня, который в буквальном смысле приостановил дальнейшее развитие. В последнее же время движущими силами развития ветроэнергетики по большей части являются тендеры на строительство береговых ветроэнергоцентров, решения о проведении которых принимают политики, а также выбираемые политиками схемы модернизации. Такой подход в корне отличен от принципов децентрализованного принятия решений на либерализованных рынках. Так, в Швеции была внедрена система торговли квотами на выбросы загрязняющих веществ в поддержку ветроэнергетики, а Швеция и Норвегия решили разработать общую систему торговли квотами на выбросы. На рынке стран Скандинавии остаются открытыми некоторые вопросы нормативной унификации, а также ее влияния на широкое доверие инвесторов. Несомненно, однако, что рынок электроэнергии стран Скандинавии сыграл очень важную роль в развитии ветроэнергетики в Дании. Это станет очевидно, если сравнить данные часового производства электрической энергии из энергии ветра, а также часовую спот-цену на рынке Nord Pool, работающем в режиме на сутки вперед, по данным на декабрь 2003 года (рис. 18).

Рис. 18

Выработка электроэнергии из энергии ветра и цены, устанавливаемые на сутки вперед на Общем рынке электрической энергии стран Скандинавии (Nord Pool), в Западной Дании (по данным на декабрь 2003 года)

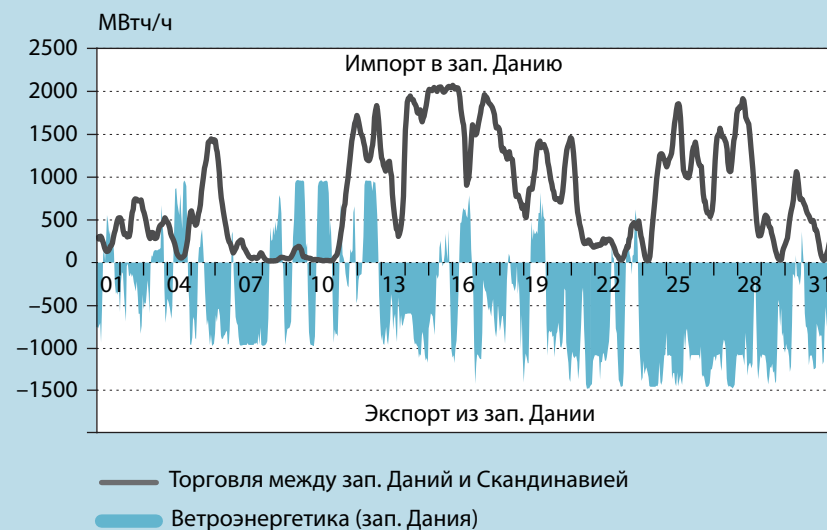


В Западной Дании цены на электроэнергию испытывают влияние многих факторов. На рис. 18 отчетливо видно, что одним из таких факторов является ветроэнергетика. При высоких объемах производства электроэнергии из энергии ветра цена, как правило, падает, при низких объемах производства она достигает уровня цен на соседних рынках. Прозрачные спотовые и балансирующие цены значительно улучшили понимание затрат и выгод от ветроэнергетики. Более того, благодаря рыночной либерализации развитие торговли в Скандинавском регионе было достаточно динамичным для того, чтобы обеспечить возможность интеграции датской ветроэнергетики на более широкой территории, даже если прямые затраты на реализацию датской политики использования возобновляемых источников энергии по-прежнему будут нести потребители электричества. На рис. 19 показано влияние развития цен на торговлю, а также выработка электроэнергии из энергии ветра и почасовые совокупные взаиморасчеты с Норвегией и Швецией.

Взаимообмены между странами Скандинавии целиком определяются ценой электроэнергии в каждый конкретный час. На рис. 19 показано, как при повышении уровня цен производство ветровой энергии перемещается в Норвегию и Швецию. Это целесообразный результат, особенно учитывая то, что в Норвегии есть крупные водохранилища, идеально подходящие для хранения электроэнергии. В Дании потребители электроэнергии оплачивают прямые затраты на реализацию датской политики использования возобновляемых источников энергии, но благодаря международной торговле затраты минимизируются.

Рис. 19

Выработка электроэнергии из энергии ветра в Западной Дании и торговля с соседними странами Скандинавии



ПРИЛОЖЕНИЕ 1: МЕХАНИЗМЫ ТОРГОВЛИ И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ

Приватизация была главным фактором начала процесса либерализации в конце 1980-х годов. Толчком к приватизации послужила публикация Белой книги (в феврале 1998 года) «Приватизация электроэнергетики». В Белой книге сформулирован ряд принципов, а именно конкуренция является наилучшим гарантом интересов потребителей; для поддержки конкуренции, контроля за ценами и защиты интересов потребителей в тех областях, где сохранятся естественные монополии, требуется регулирование; необходимо поддержание надежности и безопасности энергоснабжения. В Белой книге предусмотрен восьмилетний переходный период. До опубликования Белой книги была проведена приватизация телекоммуникационной и газовой отрасли и начата реформа угольной отрасли, находящейся в собственности государства.

После выхода Белой книги была разработана правовая база для эффективного начала либерализации: в 1989 году был принят Закон об электроэнергетике. Важнейшими исходными моментами в формировании правовой базы стали создание независимого регулирующего органа и реструктуризация сектора. По Закону об электроэнергетике от 1989 года была введена должность генерального директора по электроснабжению в целях регулирования естественно-монопольного бизнеса. Правительство учредило Управление по регулированию электроэнергетики – независимый орган во главе с генеральным директором по электроснабжению. Функции Управления заключались в поддержке конкуренции и регулировании деятельности сетевых компаний. Управление создало новый режим регулирования деятельности сетей путем установления верхнего ценового предела с целью сокращения затрат. Рост цен сдерживался за счет использования индекса розничных цен (ИРЦ): устанавливался верхний предел, который представлял собой увеличение ИРЦ минус точная величина необходимого повышения эффективности. В последующие годы эту модель заимствовали многие регулирующие органы.

До принятия в 1989 году Закона об электроэнергетике электроэнергетическая отрасль в Англии и Уэльсе целиком находилась в государственной собственности. Руководство генерацией и передачей электроэнергии осуществлялось Центральным электроэнергетическим управлением (ЦЭУ), а распределение – 12 электроэнергетическими управлениями. В рамках Закона об электроэнергетике от 1989 года

были проведены реорганизация, акционирование и в конечном итоге приватизация всего сектора.

ЦЭУ разделили на четыре компании. Все передающие активы и ответственность за управление работой системы и деятельностью рынка были переданы компании National Grid Company (NGC). Все генерирующие активы распределили между компаниями National Power (40 электростанций обычного типа мощностью 30 ГВт), PowerGen (23 электростанции обычного типа мощностью 20 ГВт) и Nuclear Electric (12 электростанций обычного типа мощностью 8 ГВт). Изначально атомные активы собирались передать компании National Power, но позднее от этих планов отказались из финансовых соображений, сославшись на то, что атомные активы нельзя продать по разумной цене. 12 областных электроэнергетических управлений были преобразованы в 12 региональных электроэнергетических компаний (РЭК). Право собственности на компанию NGC было передано этим 12 РЭК. Передача права собственности на ЦЭУ и 12 областных электроэнергетических управлений состоялась 31 марта 1990 года. Был подписан ряд трехгодичных контрактов. National Power и PowerGen заключили контракты на покупку угля у компании British Coal, по-прежнему принадлежавшей государству, по цене, превышающей мировые рыночные цены. Эти генерирующие компании заключили контракты с 12 РЭК, по которым дополнительные затраты перекладывались на потребителей, привязанных к одному поставщику. С 1 апреля 1990 года была введена розничная конкуренция для 5000 потребителей с нагрузкой более 1 МВт и начал свою работу пул.

В Шотландии на основании Закона об электроэнергетике от 1989 года также была проведена реорганизация Управления по гидроэнергетике Северной Шотландии, в результате которой были образованы компании Scottish Hydro-Electric и Scottish Power. В июне 1991 года обе компании были приватизированы и стали вертикально интегрированными регулируемыми коммунальными компаниями.

Первый виток приватизации пришелся на декабрь 1990 года и затронул 12 РЭК. Правительству по-прежнему принадлежала «золотая акция», что препятствовало слияниям и поглощениям. В апреле 1995 года срок этих «золотых акций» истек и начались первые торговые операции с активами РЭК. Первые 60% акций компаний National Power и PowerGen были приватизированы в марте 1991 года, а остальные 40% – в марте 1995 года. В декабре 1995 года компания NGC была продана региональными электроэнергетическими компаниями путем выпуска акций NGC на рынок ценных бумаг. Изначально мощность гидроаккумулирующих

электростанций, принадлежащая ЦЭУ, была передана NGC, но после выпуска акций NGC на рынок ее реализовали. Последний виток приватизации пришелся на июль 1996 года. Атомные электростанции в собственности Nuclear Electric были переданы British Energy (семь современных реакторов, не считая семи старых магноксовых реакторов) и British Nuclear Fuels Ltd (семь магноксовых реакторов). Два реактора, принадлежавших Scottish Electric, стали собственностью British Energy. Затем British Energy стала частной компанией.

Благодаря заключению трехгодичных вестинг-контрактов (обязательных прямых договоров между гарантирующим поставщиком и поставщиками электроэнергии) и предоставлению «золотых акций» РЭК сроком на пять лет удалось выиграть некоторое время для развития деятельности и функционирования рынка. Через три года цены стали расти, и генеральный директор по электроснабжению поставил вопрос о развитии конкуренции на рынке. Был реализован ряд проектов, которые должны были оказать значительное влияние на развитие конкуренции и структуру отрасли. Конкуренция и реализация активов были единственными факторами усиления конкуренции. Чтобы ускорить столь важный выход на рынок независимых производителей электроэнергии (НПЭ), РЭК разрешили заключать долгосрочные договоры на покупку электроэнергии у НПЭ, а НПЭ – долгосрочные контракты на поставку газа. Это привело к «газовому буму», который должен был значительно увеличить мощность новых парогазовых установок (ПГУ) и повысить рыночную долю генерирующих компаний-лидеров отрасли. В результате газового бума доля угольной отрасли уменьшилась больше чем вдвое. Когда в 1993 году маржа между топливными затратами и ценами пула начала наконец расти, самая крупная компания отрасли National Power согласилась на отчуждение 6000 МВт генерирующей мощности в течение двух лет под угрозой передачи дела компании на рассмотрение антимонопольного органа – Комиссии по монополиям и слияниям. В течение тех же двух лет был установлен верхний ценовой предел. По истечении срока «золотых акций» РЭК они были приобретены другими регулируемыми коммунальными компаниями из Великобритании и двумя американскими коммунальными компаниями. PowerGen и National Power также подали заявки на покупку РЭК, движимые стремлением к вертикальной интеграции с энергосбытовыми организациями. Заявки были направлены в Комиссию по монополиям и слияниям, но Министерство торговли и промышленности дало отрицательный ответ. В ответ каждый из двух указанных лидеров отрасли согласился на реализацию еще 4000 МВт генерирующей мощности в обмен на разрешение приобрести РЭК. Это произошло в ноябре 1998



года. На рынок Великобритании вышло несколько крупных зарубежных коммунальных компаний, некоторые из них потом ушли с рынка. National Power, сократившая генерирующую мощность, но расширенная за счет включения РЭК, была приобретена компанией RWE. PowerGen купила немецкая компания E.ON. Французская группа EDF приобрела две крупные РЭК, в том числе London Electric.

В 1997 году рост использования газа и обострившаяся проблема уступки британской угольной промышленностью своей рыночной доли газовой отрасли вызвала обеспокоенность нового лейбористского правительства. В декабре 1997 года правительство ввело мораторий на строительство новых углесжигающих электростанций, что притормозило развитие. По оценке Министерства торговли и промышленности, из-за введения моратория было отложено строительство новых углесжигающих электростанций общей мощностью 5200 МВт.

Свобода выбора поставщика расширялась постепенно. В апреле 1994 года барьер снизили с 1 МВт до 100 кВт, в результате число потребителей, обладающих таким правом, возросло до 45 тысяч. Остальные 22 миллиона получили право перехода на нового поставщика в период с сентября 1998 года по июнь 1999 года.

Так завершился процесс, приведенный в действие десятью годами раньше Законом об электроэнергетике от 1989 года. Но первые мысли о реформировании рынка возникли раньше. В октябре 1997 года Министерство науки, энергетики и технологии поручило генеральному директору по электроснабжению проанализировать механизмы торговли электроэнергией в пуле. Преимущества газа по сравнению с углем в принципах ценообразования пула были одной из причин проведения анализа деятельности пула. В июле 1998 года Управление по регулированию электроэнергетики опубликовало обзор деятельности пула, в котором содержались распространенные критические замечания о действующей обязательной системе пула и давались рекомендации по созданию Нового механизма торговли электроэнергией (NETA), в основе которого лежит принцип добровольного участия. Правительство одобрило рекомендации в Белой книге, где содержатся выводы, сделанные в ходе анализа в октябре 1998 года. Белая книга дала толчок проведению реформы пула. 27 марта 2001 года механизм NETA вытеснил пул. В августе 2000 года компания NGC основала отдельную компанию по управлению новым Кодексом балансирования и расчетов (КБР). Новая компания ELEXON, дочернее предприятие компании National Grid Company, управляет работой и расчетами балансирующего рынка в рамках механизма NETA.

В июле 2000 года был принят новый Закон о коммунальных предприятиях. Основные его моменты таковы: замена отдельных органов регулирования газовой отрасли и электроэнергетики одним регулирующим органом – Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам, юридическое разграничение энергосбытовой и распределительной деятельности, а также обеспечение внедрения механизма NETA. Закон о коммунальных предприятиях от 2000 года стал причиной юридического разукрупнения двухвертикально интегрированных шотландских коммунальных компаний и вызвал дискуссии о включении Шотландии в сферу действия NETA.

После десяти лет сокращения затрат в передающих сетях встал вопрос о качестве энергоснабжения. В 2003 году Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам ввело новый аспект регулирования цен с помощью ИРЦ, направленный на имитирование стимулов для обеспечения эффективного уровня качества. Если судить о качестве обслуживания по количеству перерывов в электроснабжении, продолжительности этих перерывов и предоставляемому в связи с ними информационному обслуживанию, то несоблюдение приемлемых стандартов может привести к снижению цен на 1,75%.

Шотландия была включена в сферу влияния NETA в апреле 2005 года. Далее по тексту данный режим именуется «Британский режим передачи и торговли электроэнергией» (BETTA). Компания NGC была назначена рыночным и системным оператором, представляющим BETTA, а ELEXON – рыночным оператором.

Законодательная база для осуществления руководства

В Законе о коммунальных предприятиях, принятом в 2000 году, создается механизм либерализованного рынка Великобритании. Данный закон требует независимости собственников сетей, системных и рыночных операторов от конкурентного бизнеса в секторе. Эта независимость достигается за счет разукрупнения собственности. Необходимым условием является юридическая независимость распределительных сетей от генерирующей и энергосбытовой деятельности. Закон о коммунальных предприятиях предоставляет потребителям свободу выбора розничного поставщика. А Управление по газовому и электроэнергетическому рынкам и Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам имеют полномочия на регулирование электроэнергетики. Роль Бюро заключается в регулировании электроэнергетической и газовой отраслей в рамках защиты потребителей посредством поддержки конкуренции там, где это



возможно, и регулирования там, где это необходимо. Если говорить точнее, Бюро делает упор на повышении эффективности рынков электроэнергии и газа и грамотном регулировании деятельности монополий. Работой Бюро руководит Управление по газовому и электроэнергетическому рынкам, созданное министром.

National Grid Company получила от Управления по газовому и электроэнергетическому рынкам лицензию на управление деятельностью электроэнергетической системы Великобритании, а также на управление через свою дочернюю организацию ELEXON, которая находится в стопроцентной собственности National Grid Company, но самостоятельно осуществляет руководство собственной деятельностью, работой балансирующего рынка. Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам регулирует деятельность National Grid Company и утверждает сетевой кодекс, устанавливающий правила взаимодействия с электроэнергетической системой Великобритании. Механизм балансирования является единственным официальным рынком в режиме ВЕТТА. Он функционирует в соответствии с Кодексом балансирования и расчетов (КБР). Одной из причин ликвидации пула было то, что руководящие структуры сделали его чрезмерно сложным и громоздким и в правила стало невозможно вносить изменения. В результате была создана очень строгая и четкая процедура управления изменениями, вносимыми в КБР, при которой усиливается роль Управления по газовому и электроэнергетическому рынкам. Согласно этим процедурам внесения изменений, компания ELEXON учреждает комитет по КБР в целях обеспечения беспристрастного соблюдения Кодекса и предоставления объективных консультаций по любым предлагаемым изменениям. В состав комитета входят представители, назначаемые Управлением по газовому и электроэнергетическому рынкам, отраслевыми структурами, а также компаниями EnergyWatch и National Grid Company. EnergyWatch – это независимый орган по надзору за деятельностью потребителей электроэнергии и газа. ELEXON консультирует комитет по КБР. Внесение в КБР любых изменений согласовывается с Управлением, которое должно прозрачно обосновывать свои решения.

Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам несет ответственность за предоставление лицензий операторам распределительных сетей, которые затем должны выполнять требования постановлений Бюро об ИРЦ и качестве энергоснабжения. В рамках регулирования качества обслуживания публикуются ежегодные отчеты о качественном аспекте энергоснабжения.

Бюро также отвечает за мониторинг и обеспечение бесперебойности газо- и электроснабжения. В рамках выполнения своих обязательств Бюро раз в два года публикует отчеты о надежности газо- и электроснабжения.

Основные особенности рыночной структуры

Изначально в основе торгового механизма пула лежали принципы, использовавшиеся при проведении диспетчерских расчетов бывшим ЦЭУ. Пул производил диспетчерские расчеты с помощью того же самого программного обеспечения – GOAL. Генерирующие источники подавали заявки и указывали затраты на подготовку производства и другие ограничения технического характера. Заявки подавались в порядке возрастания, а программное обеспечение рассчитывало такое распределение нагрузки, которое позволило бы удовлетворить прогнозный спрос с учетом ограничений, существующих в передающих сетях. Маржинальная заявка устанавливает маржинальную цену системы, которая будет уплачиваться всем диспетчируемым генераторам. Потери в электросетях и устранение перегрузок (территориальные аспекты) не отражались в устанавливаемых ценах – они учитывались только при фактическом диспетчировании. Спрос прогнозировался компанией National Grid Company, поэтому рынок был односторонним, при условии что потребители не реагировали на изменение цен. Заявки и цены рассчитывались для каждого получасового интервала следующего операционного дня. Использовался торговый механизм на сутки вперед, в котором заявки должны подаваться не позднее 10.00 предыдущего дня, а диспетчерские расчеты производятся во второй половине дня не позднее 17.00.

Маржинальная цена системы была лишь одной из составляющих цены, которая устанавливалась для потребителей, и компенсации, которую получали генераторы. Самым важным нововведением была плата за мощность, взимаемая генераторами за предоставление генерирующей мощности в распоряжение рынка. Эта плата представляла собой цену за наличие генерирующей мощности, но рассчитывалась она динамически, исходя из оценки резерва мощности, вероятности потери нагрузки и предполагаемой стоимости потерянной нагрузки для каждого получасового интервала. Поэтому уменьшение резерва мощности вело к росту цены, в том числе при удержании генерирующей мощности. Такая система взимания платы за мощность была нескрываемой попыткой отразить действительную стоимость мощности для каждого получасового интервала, но она оказалась подверженной манипулированию на рынке с доминирующими участниками. Так произошло на рынке Англии и Уэльса



в середине 1990-х годов. Кроме того, с потребителей взималась плата за потери при электропередаче, вспомогательные услуги, резервы и другие услуги, необходимые для управления работой системы.

Все генерирующие компании-лидеры отрасли располагали программным обеспечением GOAL, что давало им большие возможности максимизировать прибыль посредством заявок вместо указания в заявках параметров действительных конкурентных затрат принадлежащих им объектов. Помимо проблем злоупотреблений рыночной властью, существовал целый ряд других трудностей. Рынок был односторонним, что затрудняло участие потребителей в его работе. Правила торговли в пуле были установлены в многостороннем Соглашении об организации пула и взаиморасчетах, подписанном всеми участниками рынка. Внести необходимые изменения в это соглашение, чтобы дать рынку возможность развиваться, было очень непросто. В начале проведения анализа деятельности пула в 1998 году не состоялось также развитие ликвидного финансового рынка, главным образом из-за неконкурентности базового рынка.

В механизме NETA, а позднее и в BETTA используется совершенно иной подход. Вместо обязательной торговли в пуле все торговые операции совершались на добровольных двусторонних началах в четырех рыночных сегментах. Была поставлена задача развития форвардного рынка стандартизированных долгосрочных финансовых контрактов сроком до нескольких лет. Необходимо развитие рынка средне- и долгосрочных двусторонних контрактов, торгуемых на внебиржевых площадках. Рынок краткосрочных двусторонних контрактов сроком на 24 часа до «закрытия ворот» (gate closure). Все эти рынки действовали на полностью добровольных началах. Предполагалось, что они будут развиваться сами собой под влиянием потребностей участников рынка. Единственный сегмент, участие в работе которого обязательно для участников рынка, – это балансирующий рынок, его деятельностью управляют National Grid Company и ELEXON. «Закрытие ворот» наступает за час до реального времени. Все участники рынка обязаны представить графики («итоговые физические уведомления») до «закрытия ворот». Они несут ответственность за любые отклонения от графика. Графики составляются и для генерации, и для потребления, что делает рынок по-настоящему двусторонним. Фактическая торговля с использованием балансирующего механизма остается добровольной. Все участники рынка имеют право регулировать неожиданные отклонения в части генерации и спроса.

Балансирующий механизм представляет собой рынок корректировок. Участники рынка могут подавать заявки на балансирующем рынке с

указанием цен и объемов, с помощью которых они хотят увеличить и (или) уменьшить генерацию и спрос. Компания NGC призывает поддерживать общий физический баланс в системе с помощью самых дешевых заявок. Между покупкой услуг по балансированию и другими аналогичными рынками есть одно существенное различие. Для тех, кого привлекают к оказанию услуг по балансированию, цены устанавливаются в режиме дискриминационного аукциона (или по принципу дискриминационного ценообразования). Это означает, что цены, указываемые в заявке каждым конкретным участником рынка, совпадают с суммами, которые он получит, если ему придется выступать в роли поставщика услуг. В этом состоит кардинальное отличие от принципа маржинального ценообразования, используемого на других рынках электроэнергии. Достоинства обоих принципов были тщательным образом изучены. Идея дискриминационного ценообразования заключается в том, что только те генераторы (или потребители), которые могут поставлять электроэнергию по более низкой стоимости, чем самые дорогие поставщики, эту низкую цену и получают. А те, кто эти услуги купит, извлекут выгоду из такого технологического конкурентного преимущества. Считается, что в результате цены в среднем снизятся. Проблема в том, что обладатели конкурентного преимущества не всегда хотят передавать его тарифоплательщикам. Чтобы не передавать это преимущество, они могут указывать в заявке цены, максимально близкие к стоимости самых дорогих из необходимых ресурсов, которая лишь незначительно их превышает. В результате они вынуждены делать акцент не на собственных затратах, а на затратах своих конкурентов. Это может привести к тому, что в результате спекулирования средние цены не снизятся, а, наоборот, вырастут. Исследование не позволяет сделать окончательных выводов, но иллюстрирует, что предполагаемые достоинства дискриминационного ценообразования преувеличены. Участники рынка не раскрывают действительной структуры своих затрат при участии в дискриминационных аукционах.

Те, кто нарушает общий баланс в системе между запланированными и фактическими результатами деятельности, несут финансовую ответственность по затратам в связи с возникшим дисбалансом. С момента внедрения механизма NETA размер штрафов за нарушение индивидуального баланса изменился. В действующем принципе ценообразования те, у кого направление дисбаланса совпадает с общим системным дисбалансом, платят по средневзвешенной цене, заявленной теми, кому компания NGC поручила физическое балансирование системы в течение каждого получасового интервала. Те, у кого направление дисбаланса противоположно, в результате чего им случайно удалось



восстановить общий баланс в системе, платят по спотовой справочной цене. Спотовая справочная цена – это спот-цена, установленная на сутки вперед частной электроэнергетической биржей Великобритании UK Power Exchange (UKPX). Процентная доля ликвидности электроэнергетической биржи Великобритании, выражаемая в оборотах, в общем объеме спроса в Великобритании очень низка, что может представлять угрозу для использования спотовой цены в качестве справочной. Такой принцип двойного ценообразования затронул еще одну проблему: он создает стимул для дисбаланса в пуле. Компания NGC извлекает прибыль из использования принципа двойного ценообразования. Остаточный денежный поток возвращается участникам рынка пропорционально их доле в общем объеме спроса и генерации. Слияние компаний снижает штраф за дисбаланс, но не обязательно улучшает качество прогнозирования или сокращения реальных затрат в связи с дисбалансами в системе. Другая проблема связана с тем, что образование пула по генерации и нагрузке особенно выгодно для самостоятельного устранения дисбаланса внутри компании. В результате снижается ликвидность «официального» балансирующего рынка, и в конечном итоге могут возрасти общие системные затраты, вызванные дисбалансом. Компания может использовать для устранения дисбаланса более дорогие собственные ресурсы, вместо того чтобы извлекать выгоду из экономических ресурсов, принадлежащих другим генерирующим компаниям.

Перегрузки, возникающие в электросетях Великобритании, не учитываются при ценообразовании в рамках балансирующего механизма. Режим ВЕТТА использует единую цену. С другой стороны, в тарифах за пользование передающими сетями учитываются территориальные сигналы за подключение и пользование сетью электропередачи.

Ожидавшееся самопроизвольное формирование остальных трех рынков пока не состоялось. Сформировался неликвидный спотовый рынок. Изначально стартовало несколько проектов создания спотовых биржевых рынков, работающих в режиме на сутки вперед, но сейчас осталась только биржа UKPX с очень низкими объемами спотовой торговли. Внебиржевой рынок является не слишком прозрачным, но уровень ликвидности, вероятно, довольно невысок. На биржевых рынках отсутствуют стандартизированные форвардные контракты. Согласно моделям конкурентного ценообразования, цены в NETA были сочтены близкими к уровню конкурентных, велась активная торговля физическими активами, благодаря чему рынок Великобритании был ликвидным.

Поскольку в основе рыночной концепции лежало понятие свободной торговли, обеспечение прозрачности было поручено биржевым рынкам свободной торговли. Но так как они еще не сформировались, прозрачность рынка была невысока. Цены и объемы торговли на балансирующем рынке приведены на интернет-сайте компании ELEXON. Однако информацию о генерирующих объектах, чьи ресурсы готовы к немедленному использованию на рынке, обновлять не требуется. National Grid Company представляет Управлению по газовому и электроэнергетическому рынкам ежегодные отчеты, а также семилетний прогноз развития пиковой нагрузки, установленной генерирующей мощности и передаваемой мощности. Эти прогнозы размещены на интернет-сайте NGC и содержат укрупненные основные данные.

Рыночная структура

В 2003 году объем энергопотребления в Великобритании составил 348 ТВтч, из которых 313 ТВтч пришлось на долю Англии и Уэльса, 35 ТВтч – на Шотландию и 8 ТВтч – на Северную Ирландию. В 2003 году для обеспечения электроэнергией 26 миллионов бытовых и 2,5 миллиона коммерческих потребителей порядка 376 ТВтч электрической энергии было произведено и 2 ТВтч импортировано. Еще 30 ТВтч составили потери в передающих и распределительных сетях. Примерно 22% было выработано на атомных электростанциях, 37% – на газовых электростанциях, 35% – на углесжигающих электростанциях, 1,5% – на гидроэлектростанциях, а остальная электроэнергия была получена из других источников.

Зимой 2004-2005 годов спрос достиг пикового значения – 61 ГВт, из которых чуть больше 1 ГВт было потреблено в Северной Ирландии, за пределами сферы действия ВЕТТА. Этот пиковый спрос обеспечивали 75 ГВт установленной мощности, из которых 16% было выработано с использованием атомных технологий, 37% – на углесжигающих электростанциях, 33% – на ПГУ, 5% – на гидроэлектростанциях, а остальная часть произведена с помощью других технологий. Кроме того, для обеспечения единства ВЕТТА Франция и Великобритания соединены межсистемной связью с пропускной способностью 2000 МВт, Северная Ирландия и Шотландия – 500 МВт, Северная Ирландия и Республика Ирландия – 600 МВт, Шотландия и Англия – 2200 МВт.

К середине 2004 года тремя крупнейшими генерирующими компаниями, зарегистрированными Министерством торговли и промышленности, являлись British Energy, которой принадлежат атомные энергетические объекты мощностью 11,5 ГВт (16% от общей установленной мощности),

RWE Innogy, владеющая электростанциями, работающими на угле и нефти, а также ПГУ мощностью 8 ГВт (11% от общей установленной мощности) и E.ON UK, в собственности которой находятся электростанции, работающие на угле и нефти, а также ПГУ установленной мощностью 7,6 ГВт (10% от общей установленной мощности). Среди других крупных компаний можно назвать Scottish Power, Scottish and Southern Energy, EDF Energy и American Electric Power, каждой из которых принадлежала 5-6%-ная доля от общей установленной мощности. В Великобритании работой генерирующих объектов управляло еще 37 компаний.

Если на генерирующем рынке наблюдается сильная раздробленность рыночных долей при отсутствии доминирующих участников, то на розничном рынке концентрация выше: там представлено шесть крупных компаний. К концу 2003 года самыми крупными энергосбытовыми организациями были: British Gas (24% рынка), PowerGen (21% рынка), power (15% рынка), EDF Energy (14% рынка), Scottish and Southern Energy (14% рынка) и Scottish Power (11% рынка). Оставшаяся часть была поделена между другими (мелкими) сбытовыми организациями. По сравнению с первыми распределительными компаниями, связанными с 12 электроэнергетическими управлениями и 2 шотландскими управлениями, концентрация значительно усилилась. Несколько энергосбытовых организаций являются еще и крупными генерирующими компаниями. British Gas извлекает прибыль из сбыта и электроэнергии, и газа.

Дополнительная литература.....

Общие сведения об энергоснабжающей отрасли и описание ее развития содержатся в обзорах конъюнктуры рынка разных стран-членов МЭА. Совместные обзоры британского рынка, издаваемые с конца 1980-х годов, представляют собой всестороннее описание рыночного развития и руководящих структур. Интернет-сайты Министерства торговли и промышленности (www.dti.gov.uk), Бюро по газовому и электроэнергетическому рынкам (www.ofgem.gov.uk), компаний National Grid (www.nationalgrid.com) и ELEXON (www.elexon.co.uk) содержат много описаний, информации, статистических данных и правил. Были опубликованы фундаментальные исследовательские работы, посвященные анализу функционирования пула, функционирования механизма NETTA, развития конкуренции и развития структуры сектора. В качестве примеров можно привести работы Hunt (2002), Evans & Green (2003) и Newbury (2005).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2: РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СТРАН СКАНДИНАВИИ

Первым шагом к созданию конкурентного внутреннего рынка электроэнергии стран Скандинавии стало одобрение парламентом Норвегии нового закона о реформе электроэнергетики в 1990 году. Закон вступил в силу 1 января 1991 года. Он ввел регулируемый доступ третьей стороны, свободу выбора энергосбытовой организации для всех потребителей электроэнергии, а также разграничение передачи электроэнергии и управления работой системы. С 1 января 1992 года государственная коммунальная компания Statkraft была разделена на две независимые государственные компании: Statkraft, унаследовавшую от старой компании все генерирующие активы и контракты на розничную поставку, и Statnett, получившую передающие активы (85% всех передающих активов Норвегии) и ответственность за управление работой системы.

В 1993 году была образована электроэнергетическая биржа стран Скандинавии в виде независимой компании под названием Statnett Market AS. В июле 1993 года она ввела котировки цен в режиме на сутки вперед и первую в мире биржевую торговлю фьючерсными контрактами. Важной вехой в развитии розничного рынка было сокращение стандартной платы за переход на нового розничного поставщика с 4000 норвежских крон (примерно 500 евро) до 200 норвежских крон (примерно 25 евро) в 1995 году. В 1997 году плату за смену поставщика отменили, а начиная с 1998 года каждый потребитель мог перейти на новую энергосбытовую организацию через неделю после подачи уведомления.

Второй решающий процесс на пути формирования внутреннего скандинавского рынка начался с одобрения нового закона о реформе электроэнергетики Парламентом Швеции в мае 1992 года, в котором был заложен фундамент для внедрения оптовой конкуренции и разработан план дополнительных мер по созданию конкуренции. Шаги к внедрению конкуренции начали предприниматься еще с 1991 года. Начиная с 1 января 1992 года Государственный энергетический совет был преобразован в государственную компанию с ограниченной ответственностью Vattenfall AB, а система электропередачи, включая трансграничные межсистемные связи, была выделена в государственное предприятие Affärsvärdet Svenska Kraftnät. Компания Svenska Kraftnät управляла работой системы электропередачи, ей также было поручено продвижение

конкуренции. Наиболее важные реформы были изложены в Законе об электроэнергетике, который был принят парламентом в октябре 1995 года и вступил в силу 1 января 1996 года. Закон требовал юридического разделения генерации и управления работой сетей. Он предоставил всем потребителям свободу выбора энергосбытовой организации. После принятия закона было решено создать общую норвежско-шведскую электроэнергетическую биржу под названием Nord Pool. Она начала работу 1 января 1996 года с котировок цен в режиме на сутки вперед, а в 1997 году стала также вести торговлю финансовыми фьючерсными контрактами. Биржа Nord Pool ASA была создана как норвежская компания с головным офисом в Норвегии, находившаяся в собственности двух операторов передающей системы – Statnett и Svenska Kraftnät (каждому принадлежало по 50% акций).

В Норвегии и Швеции процесс либерализации шел почти параллельно, но в Норвегии реформа по внедрению конкуренции проводилась более быстрыми темпами. Одним из важных факторов проведения реформы регулирования в Швеции был довольно суровый экономический спад, наблюдавшийся в то время. В результате был сделан сильный акцент на сокращении расходов на электроэнергию, которые были весьма значительны, учитывая высокую долю тяжелой энергоемкой промышленности в Швеции.

Следующей в скандинавский рынок была интегрирована Финляндия. Этот процесс начался с одобрения нового Закона о реформе электроэнергетики, который вступил в силу 1 июня 1995 года. Закон предоставлял регулируемый доступ к сети всем третьим сторонам, кроме покупателей, потребляющих менее 500 кВт. 1 января 1997 года этот барьер отменили. Законом было предусмотрено создание независимого регулирующего Управления по электроэнергетическому рынку. В 1996 году приказом правительства был учрежден финский ОПС Fingrid Oyj, который начал свою работу 1 сентября 1997 года. Fingrid был сформирован после отделения сетей электропередачи от двух крупных вертикально интегрированных коммунальных компаний: IVO (находившейся в собственности Fortum) и PVO. 75% акций Fortum принадлежало государству. В настоящее время государственный пакет акций сократился до 59%. Право собственности на Fingrid делят между собой коммунальные компании Fortum (25% акций, 33% голосов) и PVO (25% акций, 33% голосов), финское правительство (12% акций, 16% голосов). Остальные акции принадлежат институциональным инвесторам.

Финский закон об электроэнергетике не создавал базу для развития торговых механизмов. В 1995 году были созданы две электроэнергетические

биржи в рамках реализации частных коммерческих проектов: EL-X и Voimatori Oyj. Уровень их ликвидности никогда не был удовлетворительным. В 1996 году эти биржи были объединены в одну – EL-EX. Ликвидность так и не достигла должного уровня, и в 1998 году все акции скупила компания Fingrid. С 1 июня 1998 года биржа EL-EX стала представительством рынка Nord Pool в Финляндии. Таким образом, Финляндия успешно вышла на внутренний скандинавский рынок с котировками цен на сутки вперед на Nord Pool.

Последним штрихом стала двухэтапная интеграция Дании в рынок стран Скандинавии. В Дании существует две физически независимые электроэнергетические системы, одна из них синхронизирована с Союзом по координации передачи электроэнергии, а другая – с системой Nordel. Эти две системы физически не связаны между собой. Движущей силой либерализации в Дании в значительной степени стало расширение границ рынка в других странах Скандинавии, где датские коммунальные компании начали участвовать в торговле, а также первая Директива ЕС о рынке. В ожидании развития датские коммунальные компании начали адаптироваться к расширению границ рынка до принятия соответствующих законов. Доминирующая коммунальная компания в западной части страны, Eslam, провела реорганизацию и 1 января 1997 года учредила отдельное предприятие, являвшееся собственником сетей и управлявшее работой рынка, Elsam System. С 1 января 1998 года Elsam System стала отдельной компанией, независимой от Eslam, и была переименована в Eltra. Внесение поправок в датский закон об электроэнергетике в мае 1996 года стало претворением принципов Директивы ЕС о рынке в законодательство Дании: с 1 января 1998 года крупным потребителям (с объемом потребления свыше 100 ГВтч в год) предоставлялся доступ в сеть. Однако закон не требовал разукрупнения и не уточнял рамок сетевого доступа. Это произошло только после одобрения Закона об электроснабжении 2 июня 1999 года, где подводилась база под конкуренцию посредством регулируемого доступа третьей стороны, юридического разукрупнения сетей и создания не зависящего от правительства регулирующего органа. В западной части Дании рыночные правила, очень похожие на правила, существовавшие в других странах Скандинавии, разрабатывались в течение 1998 – весны 1999 года. Таким образом, рынок Западной Дании был создан 1 июля 1999 года с котировкой цен на рынке Nord Pool сразу же после внесения поправок в закон об электроэнергетике. Восточная Дания не заставила долго ждать: 1 января 2000 года была образована компания Elkraft System, независимый ОПС, а 1 октября 2000 года была введена котировка цен Nord Pool. Датский электроэнергетический сектор почти



полностью принадлежал муниципалитетам и кооперативам. С 1 января 2005 года правительство Дании начало скупать акции двух ОПС, и была сформирована совместная компания – ОПС в собственности государства под названием Energinet.dk, которая управляла еще и газовой системой.

Потребители электроэнергии в Дании получили сетевой доступ в несколько этапов. С 1 апреля 2000 года был предоставлен доступ потребителям с объемом потребления свыше 10 ГВтч в год. С 1 января 2001 года пороговое значение было снижено до 1 ГВтч, а 1 января 2003 года отменено вообще.

Последней важной вехой в развитии интегрированного рынка стран Скандинавии стала реорганизация Nord Pool в 2002 году. К тому времени рынок Nord Pool осуществлял четыре основных вида деятельности: биржевой рынок по спотовым контрактам, работающий в режиме на сутки вперед, финансовый трейдинг, клиринг и консультирование. Собственниками Nord Pool по-прежнему оставались Statnett и Svenska Kraftnät. В начале 2002 года биржевой рынок по спотовым контрактам был преобразован в отдельную компанию. Начиная с 1 июля 2002 года совладельцами Nord Pool стали другие скандинавские ОПС – по 20% от каждой страны, а последние 20% так и остались в собственности Nord Pool Holding.

В течение всего периода рынок электроэнергии стран Скандинавии находился в постоянном развитии. Была доработана рыночная структура, поэтапно проведена унификация в целях дальнейшей интеграции под влиянием соглашений, достигнутых на регулярных встречах между министрами энергетики скандинавских стран. Скандинавские органы власти в сфере энергетики учредили постоянную рабочую группу для необходимой координации действий между органами власти и ОПС. Операторы передающих систем стран Скандинавии координируют свои действия через ассоциацию Nordel, которая служит базой для создания постоянных комитетов и многочисленных рабочих групп, занимающихся практическим решением целого ряда проблем, связанных с эксплуатацией, планированием развития энергосистем и рыночным проектированием.

Законодательная база для осуществления руководства

Во всех странах Скандинавии в основе либерализации рынка электроэнергии лежит довольно детальная законодательная база. Законодательством предусмотрена свобода выбора потребителей, регулируемый доступ третьей стороны и юридическое разграничение видов сетевой деятельности. Законы о реформе электроэнергетики

Финляндии и Дании также стали базой для формирования не зависимых от правительства регулирующих органов (в Норвегии и Швеции регулирующие органы уже существовали). В Дании Агентство по энергетике, являющееся правительственным органом, также частично выполняет традиционные функции регулирующих органов, в том числе выдает лицензии сетевым компаниям.

Функции и обязанности ОПС подробно изложены в законах каждой скандинавской страны. Как правило, в их обязанности входит обеспечение, поддержание или усиление эксплуатационной безопасности системы, кратковременного баланса между спросом и предложением, достаточности системы электропередачи в долгосрочной перспективе, а также эффективного функционирования рынка электроэнергии.

Все ОПС тесно сотрудничают с субъектами отрасли. Правила и принципы, регулирующие рыночную структуру и поток информации, воспринимаются по-разному, в каждой стране имеются свои небольшие особенности. ОПС так или иначе участвуют в большинстве сделок, совершаемых на рынке, и нередко играют центральную роль в разработке правил и проектировании рынка. Регулирующие органы осуществляют мониторинг и иным образом в нем участвуют; другие субъекты имеют возможность участвовать в работе рынка.

Регулирующие органы осуществляют контроль сетевых тарифов и деятельности сетевых компаний, в том числе ОПС. Норвежский регулирующий орган (Дирекция по водным ресурсам и энергетике) регулирует сетевые тарифы с помощью системы верхних пределов тарифных ставок, которая позволяет доходам расти вместе с индексом потребительских цен (ИПЦ), за вычетом ежегодных требований повышения эффективности. Дирекция находится в подчинении Министерства и самостоятельно совершает текущие сделки. Однако апелляционным судом для оспаривания решений Дирекции является Министерство нефти и энергетики. Регулирующий орган Швеции (Шведское агентство по энергетике) осуществляет контроль за исполнением закона об электроэнергетике, в том числе обеспечивает обоснованность сетевых тарифов. Им руководит совет агентства, назначаемый правительством. В Финляндии Управление по регулированию энергетического рынка регулирует деятельность сетей посредством мониторинга тарифов и исполнения финского законодательства. Это единственный орган, осуществляющий контроль за соблюдением закона об электроэнергетике. Он не зависит от Министерства торговли и промышленности. В Дании Управление по регулированию энергетики обеспечивает соответствие



сетевых тарифов требованиям законодательства и директивам, опубликованным Датским агентством по энергетике. Им руководит совет Управления, назначаемый соответствующим министром на определенный срок.

Во всех странах Скандинавии регулирование и мониторинг конкуренции осуществляют антимонопольные органы.

Основные особенности рыночной структуры

Наиболее важным элементом структуры внутреннего рынка стран Скандинавии являются сетевые тарифы, в которые включены затраты в связи с потерями. Во всей системе стран Скандинавии действует тариф за подачу электроэнергии в сеть и тариф за «извлечение» электроэнергии из сети. Первое время существовали пограничные тарифы, но последние из них были отменены, когда Швеция отменила пограничный тариф с Данией (в марте 2002 года). В разных странах (и даже в разных регионах) действуют разные тарифы, но эти различия отражают главным образом реальные затраты. Ни про один элемент сетевых тарифов нельзя сказать, что он чрезмерно искажает торговлю в Скандинавском регионе.

Спот-рынок на сутки вперед, организованный через Nord Pool, является краеугольным камнем внутреннего рынка электроэнергии стран Скандинавии. Заявки и предложения на следующий операционный день должны подаваться на Nord Pool не позднее 12.00 предыдущего дня. Заявки и предложения располагаются в порядке возрастания цены: маржинальные заявки и предложения, определяющие баланс между спросом и предложением, устанавливают цену для всего рынка. Составление графика нагрузки агрегатов или другие соображения, касающиеся постоянных затрат, не учитываются при установлении равновесной цены, но у участников рынка есть различные возможности подачи блок-заявок. Блок-заявки позволяют генерирующим источникам подать заявку на распределение нагрузки в течение ряда часов, а не одного часа. Скандинавские ОПС предоставили Nord Pool Spot монопольное право на использование всех имеющихся передающих мощностей, соединяющих определенные области или зоны на рынке стран Скандинавии. В настоящее время в Норвегии существует три зоны, но если компания Stanett увидит, что в других местах стали часто возникать перегрузки, то зоны могут измениться. В Дании две зоны – по одной в каждой из отдельно существующих систем. Швеция и Финляндия включают по одной зоне. На рынке Nord Pool производится расчет рыночных цен для каждой зоны с учетом всех заявок и предложений в каждой зоне и межсистемных связей

между зонами. Полученные в результате зональные цены устанавливают на рынке баланс спроса и предложения. Все сетевые компании несут ответственность за оценку и покупку электроэнергии вследствие потерь в сетях. Поэтому потери в сетях отражаются в зональных ценах посредством подачи нормальных потребительских заявок на спотовом рынке.

На рынке Nord Pool также рассчитывается системная цена исходя из предположения об отсутствии ограничений во всей системе электропередачи стран Скандинавии. Эта цена носит чисто справочный характер: она используется на финансовом рынке и вовсе не обязательно соответствует точным ценам, с которыми имеют дело участники рынка. Пока результаты деятельности рынка свидетельствуют о том, что норвежские зональные цены зачастую практически совпадают с системной ценой. Цены на всем рынке стран Скандинавии, как правило, идентичны и совпадают с системной ценой. Зона Западной Дании является самой перегруженной, так как она представляет собой ворота между скандинавской гидроэнергетической системой и более традиционной теплоэнергетической системой стран материковой Европы.

Изначально часть межсистемной мощности резервировалась для старых долгосрочных контрактов. Последний из этих режимов резервирования был отменен в 2000 году, когда Statkraft, Elsam и Preussen Electra (впоследствии поглощенная E.ON) аннулировали контракты, блокировавшие датско-норвежскую межсистемную связь. Стороны получили финансовую компенсацию от ОПС Западной Дании – Eltra.

ОПС дает гарантию по передающим мощностям, имеющимся в наличии на рынке Nord Pool и заявленным утром до подачи заявок и предложений в режиме на сутки вперед. Это означает, что право на электропередачу является фиксированным. Если оказывается, что заявленные передающие мощности в нужный момент отсутствуют, ОПС обязаны осуществить повторное диспетчирование. Затраты в связи с такими ситуациями включаются в тарифы за пользование передающими сетями и, следовательно, оплачиваются всеми потребителями и генерирующими компаниями. И наоборот, имеющиеся в наличии передающие мощности также являются причиной взимания платы за перегрузки, которая будет использоваться для снижения тарифов, если они не пойдут на финансирование новых межсистемных связей.

Существует интернет-сайт рынка Nord Pool, на котором можно без труда найти информацию о ценах, объемах и другие основные рыночные данные. Все участники рынка, желающие участвовать в торговых операциях на рынке Nord Pool, должны заключить пользовательский контракт, в

котором оговорен целый ряд обязательств и сфера ответственности, определяющие взаимодействие между участниками рынка и самим рынком. К обязательствам относится требование о немедленном раскрытии рынку Nord Pool сведений об изменениях, затронувших генерирующие и передающие объекты мощностью свыше 50 МВт. Информация об этих изменениях тут же публикуется информационной службой Nord Pool в разделе сообщений о работе рынка. К таким сообщениям относятся плановые переработки и срочные сообщения о внезапных изменениях.

Когда на Nord Pool спот-рынок стал клиринговым и было объявлено о проведении сделок купли-продажи, от всех участников рынка стали требовать представления графиков операторам передающих сетей с указанием прогнозного спроса и генерации, а также всех торговых операций на каждый из 24 часов следующих суток. Это может быть как спотовая торговля на Nord Pool, так и двусторонние торговые операции. Поскольку Nord Pool владеет монопольным правом на межсистемные мощности, двусторонняя торговля возможна только в рамках одной зоны. Эти графики носят обязательный характер в том смысле, что участники рынка несут финансовую ответственность за их соблюдение. Все участники рынка с зоной физического влияния, имеющей отношение к генерации, потреблению или торговле, после наступления крайнего срока представления графиков должны зарегистрироваться как участники рынка, несущие ответственность за поддержание баланса. Это означает, что они должны заключить контракт с ОПС той зоны, в которой они хотят получить физическое влияние; заключая указанный контракт, они берут на себя финансовую ответственность за отклонения, а также обязанность соблюдать определенные правила и форматы обмена информацией с этим ОПС. Ответственность за поддержание баланса является связующим звеном между электроэнергетическим рынком и ответственностью ОПС за работу физической системы. Были приняты различные меры и предприняты усилия по унификации и даже объединению контрактов на поддержание баланса в ОПС стран Скандинавии, но некоторые различия по-прежнему сохраняются.

В части всего, что следует за представлением графиков операторам передающих сетей, механизм в разных странах имеет свою определенную специфику. В Швеции, Финляндии и Восточной Дании можно заключать торговые контракты со сроком исполнения в тот же день, за несколько часов до реального времени. Открытые торги со сроком исполнения в тот же день проводятся на торговой площадке Elbas, деятельностью которой управляет Nord Pool. До настоящего времени этот рыночный сегмент был низколиквидным. Участникам рынка Швеции и Финляндии,

ответственным за поддержание баланса, разрешается также вносить изменения в графики до окончательного «закрытия ворот», то есть до закрытия операций на площадке Elbas. Различия наблюдаются и в балансировании в режиме реального времени. Скандинавские ОПС управляют работой регулирующих рынков, на которых они покупают и продают электроэнергию для поддержания системного баланса в порядке возрастания цены заявок, которые участники рынка подают операторам передающих сетей. Цены для регулирования в режиме реального времени определяются маржинальной заявкой, как и на спотовом рынке на сутки вперед. Усилилась интеграция регулирующих рынков стран Скандинавии с усовершенствованными информационными системами управления. Сейчас они функционируют как единый скандинавский рынок, на котором исполняются наилучшие заявки и предложения во всем Скандинавском регионе в зависимости от наличия передающей мощности.

Покупка регулирующих источников стала более или менее унифицированной, но в части устранения дисбаланса сохранились существенные расхождения. Общий дисбаланс в системе – это совокупность дисбалансов всех участников рынка, несущих ответственность за поддержание баланса. Направление большинства дисбалансов отдельных участников совпадает с суммарным системным дисбалансом, но некоторые дисбалансы имеют противоположный вектор, тем самым фактически способствуя уменьшению совокупного системного дисбаланса. В различных странах Скандинавии к этим дисбалансам отдельных участников, случайно помогающим системе, применяются разные подходы. Во всех скандинавских странах ответственные за поддержание баланса участники рынка, способствовавшие возникновению дисбаланса, платят по цене, равной маржинальной цене покупки регулирующих ресурсов. В Норвегии для дисбалансов, случайно помогающих системе, устанавливается та же цена. Таким образом, к ним применяется тот же подход, что и к участникам рынка, назначенным для покупки регулирующих ресурсов. Такой принцип ценообразования называется системой единой цены и никак не учитывает затрат. Участники рынка, из-за которых возник дисбаланс, платят тем, кто его уменьшил. ОПС выступает исключительно в роли координатора или посредника при совершении сделок.

В Швеции, Финляндии и Дании ответственные за поддержание баланса участники рынка, которые случайно помогли системе, вознаграждения не получают. Их баланс восстанавливается с помощью спотовой цены в режиме на сутки вперед, а такое вознаграждение всегда не выше или ниже цены, устанавливаемой в ходе покупки регулирующих ресурсов. Иначе возник бы стимул для совершения арбитражных сделок между двумя рынками.

Таким образом, ответственные за поддержание баланса участники рынка, из-за которых возник дисбаланс, платят оговоренную регулируемую цену операторам передающих сетей, а ОПС перекладывает ее на тех, кто был назначен для совершения покупки. Фактически они устраняют дисбаланс тех, кто случайно помог системе, по менее благоприятной цене. Такой принцип ценообразования называется системой двойного ценообразования и учитывает затраты. Он, в сущности, дает системному оператору возможность извлечь прибыль. Такое ценообразование предназначено для создания дополнительных стимулов для составления качественных прогнозов и поддержания баланса, но в действительности он дает стимул к слиянию и снижает ликвидность на регулируемом рынке. Если участники рынка могут устранить отдельные дисбалансы посредством слияний и укрупнений, они сокращают затраты, которые в противном случае стали бы доходами операторов передающих сетей.

Дисбалансы устраняются по регулирующим ценам, согласованным для расчетов, обычно через одну-две недели с момента эксплуатации. Местные сетевые компании ежедневно снимают часовые показания интервальных счетчиков. Они сравниваются с графиками для расчета дисбалансов отдельных участников. Все страны Скандинавии внедрили системы составления графиков нагрузки для самых мелких потребителей, главным образом для того, чтобы не пришлось устанавливать им интервальных счетчиков с дистанционным снятием показаний.

И систему с ответственностью за поддержание баланса, в которой между участниками рынка распределяется финансовая ответственность, и систему фиксированных прав на передачу, предоставляемых в распоряжение рынка, и установление цены на будущее можно отнести к системам, в основе которых лежат обязательные контракты на сутки вперед. Обязательные контракты заключаются до реального времени, и участники рынка, несущие ответственность за поддержание баланса, обязаны заключать контракты на рынке корректировок со сроком исполнения в тот же день и (или) в режиме реального времени. На интегрированном рынке именно система обязательных долгосрочных контрактов (со сроком действия дольше реального времени) позволяет добиться оптимизации и планирования в нескольких юрисдикциях.

Краеугольным камнем является спот-рынок, работающий в режиме на сутки вперед. Регулирующий и балансирующий рынки реального времени образуют рынок корректировок между спотовой торговлей на сутки вперед и торговлей в реальном времени. Эти рынки служат связующим звеном между решениями, принимаемыми участниками рынка, и физической

работой системы, поэтому их можно назвать рынками с зоной физического влияния. Однако большинство торговых операций с электроэнергией и продаж осуществляется за сутки до реального времени и носит чисто финансовый характер. На спотовый рынок Nord Pool приходится 43% спроса на физический товар на рынке стран Скандинавии; остальные 57% обеспечиваются в процессе двусторонней торговли. Можно было считать, что речь идет о двусторонней торговле физическим товаром, но в действительности главным образом дело обстоит так: несколько генерирующих компаний имеют энергосбытовые отделения, поэтому баланс спроса и предложения устанавливается непосредственно в компании.

Рынок Nord Pool также управляет торговой площадкой финансового трейдинга и клиринговым центром двусторонней брокерской внебиржевой торговли. Nord Pool предлагает краткосрочные контракты со сроком исполнения от одного до девяти дней, а также через одну-шесть недель. Урегулирование этих фьючерсных контрактов осуществляется ежедневно. Из долгосрочных инструментов предлагаются контракты со сроком исполнения через один-шесть месяцев, один-восемь кварталов и один-три года. Урегулирование таких долгосрочных контрактов происходит по окончании периода, в течение которого должна быть произведена поставка. Во всех этих фьючерсных и форвардных контрактах в качестве справочной цены используется среднесуточная системная цена. Заключаются также контракты по хеджированию зональных ценовых разниц на один квартал или год вперед. Наибольшая доля рынка этих контрактов принадлежит нескольким конкурирующим энергоброкерам. Брокерские контракты на внебиржевом рынке по-прежнему используют те же стандарты, что и контракты, торгуемые на Nord Pool. Европейские опционы, исполнение которых возможно предварительно установленную дату, тоже торгуются на Nord Pool и внебиржевом рынке. Большая часть ликвидности на этом рынке стандартизированных опционов связана с внебиржевой торговлей. Nord Pool предлагает клиринг стандартных контрактов, торгуемых на внебиржевом рынке. Данные об объемах и ценах внебиржевой торговли приводятся на интернет-сайте Nord Pool, что усиливает поток информации в связи с клиринговыми услугами. Этим объясняется сильная прозрачность рынка стран Скандинавии, в том числе его внебиржевого сегмента.

Рыночная структура

В 2004 году общий объем потребления на рынке стран Скандинавии составил 391 ТВтч, из которых 146 ТВтч приходится на Швецию, 122 ТВтч –



на Норвегию, 87 ТВтч – на Финляндию и 36 ТВтч – на Данию. Около 379 ТВтч было выработано в Скандинавском регионе: 148 ТВтч – в Швеции, 111 ТВтч – в Норвегии, 82 ТВтч – в Финляндии, 38 ТВтч – в Дании, а остальные 12 ТВтч были импортированы с рынков соседних государств. Значительный объем нетто-импорта из России. Чистый объем торговли с Германией колеблется год от года в зависимости от рыночной базы. В 2004 году из 11 ТВтч совокупного нетто-экспорта 2 ТВтч составил объем торговли с Германией. В том же году нетто-импорт из Польши достиг порядка 2 ТВтч.

По данным на 31 декабря 2004 года, общая установленная мощность рынка стран Скандинавии составила 91 076 МВт. Около 47 059 МВт было выработано на гидроэнергетических объектах: 28 ГВт – в Норвегии, 16 ГВт – в Швеции и 3 ГВт – в Финляндии. В Норвегии гидроэнергетическая мощность сосредоточена в водохранилищах, в Швеции и Финляндии больше русловых ГЭС меньшей вместимости. Суммарная максимальная вместимость гидроэнергетических объектов – порядка 120 ТВтч. Были введены в эксплуатацию тепловые электростанции, работающие на ископаемом топливе (главным образом на угле), мощностью примерно 23 235 МВт: 8 ГВт – в Дании; 6,5 ГВт – в Финляндии и 4 ГВт – в Швеции (в Дании большая часть теплоэнергетических объектов – это ТЭЦ). Были введены в строй объекты атомной энергетики мощностью около 12 142 МВт: 9,5 ГВт – в Швеции и 2,5 ГВт – в Финляндии. Остальную электроэнергию (примерно 8,2 ГВт) произвели из возобновляемых источников: 4 ГВт было выработано в Финляндии и Швеции на электростанциях, работающих на биомассе, а 3 ГВт – на ветроэнергетических объектах в Дании. В 2004 году в скандинавскую систему было введено еще 1058 МВт, а 574 МВт, наоборот, исключено. Установленной мощности хватило для обеспечения пикового спроса в странах Скандинавии, равного 66 ГВт.

Передающие межсистемные связи между странами и регионами стран Скандинавии, а также между скандинавским рынком и соседними странами и регионами являются важнейшей составляющей механизма конкурентного рынка стран Скандинавии. Швеция и Норвегия соединены девятью различными межсистемными линиями переменного тока с пропускной способностью 3620 МВт. Швецию и Данию соединяет пять межсистемных линий переменного тока с пропускной способностью 2230 МВт. Между Швецией и Восточной Данией проложены четыре различных межсистемных подводных кабеля постоянного тока пропускной способностью 1810 МВт. Норвегию и Западную Данию соединяют подводные межсистемные кабели постоянного тока с пропускной способностью 1000 МВт. Норвегия и Финляндия соединены одной линией электропередачи с пропускной способностью 100 МВт.

Между рынком стран Скандинавии и соседними рынками существуют следующие межсистемные связи: 1350 МВт – между Западной Данией и Германией, 600 МВт – между Восточной Данией и Германией, 600 МВт – между Швецией и Германией, 600 МВт – между Швецией и Польшей и 1560 МВт – между Финляндией и Россией. Номинальная пропускная способность некоторых передающих объектов находится под влиянием внутренних ограничений и требований к безопасности. В результате некоторые перетоки более или менее постоянно уменьшаются.

Самыми крупными компаниями на рынке стран Скандинавии являются Vattenfall, Fortum, Statkraft и E.ON Sweden (панее – Sydkraft). На долю Vattenfall в 2001 году приходилось 19% всего объема генерации электроэнергии на рынке стран Скандинавии. Vattenfall находится в собственности шведского правительства. Компания вышла на рынки Финляндии, Дании и Германии, где ей принадлежат значительные рыночные доли. Fortum в 2001 году занимала 16% рынка. Компания находится в Финляндии, 60% ее акций владеет финское правительство. Недавно Fortum сделала крупные приобретения в Швеции. Рыночная доля Statkraft в 2001 году составляла 12%. Она находится в собственности норвежского правительства. E.ON Sweden в 2001 году занимала 8% рынка. Ее собственником является немецкая коммунальная компания E.ON. Таким образом, суммарная доля четырех крупнейших генерирующих компаний составила 55% всего рынка генерации стран Скандинавии. В Швеции, Финляндии и Дании объем продаж генерирующих активов был значительным, в Норвегии же – весьма ограниченным. Правительство Норвегии принуждает реализовывать норвежские гидроресурсы с ограничительными скидками, поэтому ликвидность данного рыночного сегмента невелика.

В 2001 году ни одной другой компании не принадлежало более 4% рынка. В Норвегии генерацию электроэнергии осуществляет 160 компаний; в 2001 году 15 крупнейших компаний занимали 88% всего генерирующего рынка. В 2001 году в Швеции 15 самым крупным генерирующим компаниям принадлежало 94% общего внутреннего объема генерации. В Финляндии 15 крупнейших компаний держали 95% рынка. Рынок Дании стремительно меняется. Произошло слияние двух крупнейших генерирующих компаний: Elsam и Energi E2, но примерно половину генерирующих активов поглотила Vattenfall. Помимо этого, существуют также сотни небольших теплоэлектроцентралей и порядка 4000 ветротурбогенераторов. В деятельность рынка интегрируется распределенная генерация и ветроэнергетика: они получают фиксированные субсидии на 1 кВт выработки. Они также несут ответственность за реализацию выработанной электроэнергии на рынке. До этого такая ответственность лежала на датских ОПС.

В Норвегии на интернет-сайте антимонопольных органов зарегистрировалось свыше 100 сбытовых компаний, обслуживающих порядка 2,5 миллиона норвежских потребителей. 18 из них зарегистрировались как энергосбытовые организации, работающие в общегосударственных масштабах. Шведское агентство по защите интересов потребителей предлагает сбытовым компаниям разместить информацию о ценах на своем интернет-сайте. Порядка 80 зарегистрировавшихся компаний указали, что они снабжают электроэнергией примерно 5 миллионов конечных потребителей по всей стране; порядка 50 зарегистрировавшихся компаний снабжают только местных потребителей. Шведское агентство по защите интересов потребителей отмечает, что зарегистрировались почти все сбытовые компании, работающие в общенациональном масштабе и регистрируется все большее число местных поставщиков. В Финляндии на 3 миллиона потребителей приходится приблизительно 80 энергосбытовых организаций. В Дании, где 3 миллиона потребителей, в информационной службе по ценам зарегистрировано порядка 80-90 сбытовых компаний, большинство из которых являются местными поставщиками. Складывается впечатление, что на рынке стран Скандинавии работает очень много энергосбытовых организаций, но в действительности подавляющее большинство этих организаций представляют собой сбытовые подразделения местных распределительных компаний, нередко находящихся в муниципальной собственности, которые работают только с местными потребителями.

На рынке Nord Pool зарегистрировано порядка 400 участников торговых операций на рынке, работающем в режиме на сутки вперед, или финансовом рынке. Они действуют или от собственного лица, или через агента по обслуживанию. Примерно 150 из них находятся в Норвегии, порядка 100 – в Швеции и около 25 – за пределами Скандинавского региона. С момента создания рынка количество его участников неуклонно растет. В 1996 году их было 150.

Дополнительная литература.....

Общие сведения о рынке электроэнергии стран Скандинавии и описание его развития содержатся в обзорах конъюнктуры рынка разных стран-членов МЭА. Совместные обзоры рынка электроэнергии стран Скандинавии с конца 1980-х годов представляют собой всестороннее описание рыночного развития и руководящих структур. Эту информацию можно найти на сайте www.iea.org. Несколько описаний рыночной структуры приводится на интернет-сайтах Nord Pool и четырех скандинавских ОПС: www.nordpool.com, www.svk.se, www.fingrid.fi, www.energinet.dk и www.nordel.org.

На этих сайтах также приводятся детальные и укрупненные данные и описания базовой структуры рынка стран Скандинавии. В совместном отчете, составленном скандинавскими антимонопольными органами, подробно анализируется структура этого рынка (2003 год). В многочисленных исследовательских статьях, в частности в работах Flatabø и др. (2003) и von der Fehr и др. (2005), описывается развитие рынка стран Скандинавии и различные аспекты рыночной структуры.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3: АВСТРАЛИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

До начала процесса либерализации в Австралии, в австралийской электроэнергетической промышленности преобладали государственные предприятия, действующие в пределах собственных штатов. Торговля электроэнергией между штатами почти отсутствовала, за исключением штатов Виктория и Новый Южный Уэльс через гидросистему в районе Снежных гор. Регламентирование деятельности в электроэнергетической промышленности оставалось в компетенции государства. В конце 1980-х годов в штатах Новый Южный Уэльс, Виктория и Квинсленд наблюдался значительный избыток генерирующих мощностей – в основном по причине оптимистических прогнозов относительно роста промышленного потребления, составленных в конце 1970-х – начале 1980-х годов. В конце 1980-х годов был предпринят ряд инициатив для решения различных вопросов, связанных с очевидной неэффективностью австралийской электроэнергетической отрасли. Комиссия по содействию промышленности при правительстве Австралийского Союза проанализировала результаты работы отрасли и указала на ряд неэффективных методов на ранней стадии. Некоторые штаты рассматривали возможность строительства и эксплуатации частных электростанций, и потому логичным было рассмотрение возможности строительства межштатных передающих мощностей, которые позволили бы осуществлять торговлю электроэнергией между штатами. В марте 1990 года была открыта новая линия электропередачи, соединяющая Южную Австралию с объединенной сетью штатов Виктория и Новый Южный Уэльс. Всего два года спустя до 24% спроса на электроэнергию в штате Южная Австралия удовлетворялось за счет электроэнергии, вырабатываемой в других штатах.

Процесс либерализации австралийского рынка электроэнергии был начат в январе 1991 года с опубликования проекта отчета Комиссии по промышленности, в котором рекомендовалось радикально реформировать отрасль. Основными положениями были следующие: перевод на коммерческую основу передачи и распределения электроэнергии и газа в течение одного года; разукрупнение собственности передающих и распределительных объектов в течение двух лет; разделение электрогенерирующей мощности на конкурирующие единицы; слияние всех государственных передающих предприятий в одну организацию с

целью создания единого национального рынка; регулируемый доступ третьей стороны к передающим и распределительным сетям. После приватизации окончательным требованием было приведение тарифов в соответствие с затратами и прекращение перекрестного субсидирования. Окончательный отчет о стратегии был опубликован в мае 1991 года.

В июле 1991 года главы правительства Австралийского Союза и правительств штатов и территорий, действуя через Совет австралийских правительств, приняли решение об учреждении межправительственного контрольно-надзорного органа, Национального совета по управлению сетями, призванного поддерживать и координировать эффективное развитие электроэнергетической отрасли в восточных и южных областях Австралии. Совету было поручено поощрять открытый доступ к сетям, конкуренцию и свободную торговлю электроэнергией, а также координировать планирование генерирующих и объединенных передающих сетей. Совет был образован в виде органа с коллегиальным управлением и независимым председателем, члены Совета назначаются участвующими территориальными единицами.

В своем обращении к нации в феврале 1992 года премьер-министр Джон Мейджор заявил, что будет добиваться согласия штатов на учреждение сетевой компании National Grid Corporation для эксплуатации сети линий электропередачи независимо от существующих генерирующих и распределительных активов. В то же время Союз предложил инвестировать до 100 млн австралийских долларов (около 80 млн долларов США) в модернизацию сети ЛЭП при условии согласия штатов с временными рамками для развития компании. Дополнительные финансовые стимулы на общую сумму 4,2 млрд австралийских долларов до 2005-2006 годов были предоставлены федеральными правительствами. В ответ на это Союзом был принят проект национальной стратегии в области электроэнергетики (май 1992 года), излагающий в общих чертах основные элементы политики на продолжение структурного реформирования сектора. В декабре 1992 года Совет австралийских правительств согласился с тем, что управление передающим сектором должно осуществляться независимо от генерирующего сектора. В то же время Национальный совет по управлению сетями согласовал протокол о принципах развития и эксплуатации межштатной электросети.

Реформа рынка электроэнергии была всего лишь одной из нескольких отраслевых реформ в рамках активизации усилий по повышению конкурентоспособности австралийской экономики. В октябре 1992 года по поручению премьер-министра был подготовлен независимый отчет

о национальной политике в области конкуренции в рамках соглашения с Советом австралийских правительств. В этом отчете, опубликованном в августе 1993 года, предлагалось отменить большое число нормативных актов, регулирующих деятельность во всех отраслях экономики, что привело к созданию первого элемента федерального законодательства (1995 год), который должен был непосредственно влиять на регулирование электроэнергетической отрасли. Ключевым элементом законодательного процесса было учреждение Комиссии по конкуренции и защите прав потребителей Австралии, которая должна была заниматься вопросами регламентирования электроэнергетического сектора.

В мае 1994 года Совет австралийских правительств утвердил создание национального рынка электроэнергии на конкурентной основе; к августу 1994 года были согласованы ключевые принципы и задачи рынка, в том числе разукрупнение, регулируемый доступ третьей стороны, возможность выбора поставщика потребителем, нормативное реформирование сетей, порядок отпуска электроэнергии, при котором в первую очередь поставляется электроэнергия, предлагаемая по наименьшим ценам, недискриминационный доступ новых участников и отсутствие дискриминационных барьеров для осуществления торговли электроэнергией между штатами и внутри штатов. Ключевым игроком на национальном рынке электроэнергии стала управляющая компания National Electricity Market Management Company (NEMMCO), независимый системный и рыночный оператор. NEMMCO была образована в мае 1996 года, ее акционерами являются правительства Квинсленда, Нового Южного Уэльса, Территории столицы Австралии, Виктории и Южной Австралии.

Более детальные принципы были выработаны к октябрю 1996 года, когда на утверждение Комиссии по конкуренции и защите прав потребителей Австралии был представлен Национальный электроэнергетический кодекс. Этот кодекс определяет правила рынка, ценовую политику сетей, подключение и доступ к сетям, а также безопасность работы системы. В мае 1996 года был создан специальный орган, Администратор национального электроэнергетического кодекса, призванный обеспечить соблюдение требований кодекса.

На уровне штатов необходимая реструктуризация проходила параллельно с разработкой ключевых рыночных принципов, хотя и с разной скоростью. В штате Виктория приватизация электроэнергетического сектора началась в 1994 году. Генерирующие активы были приватизированы станция за станцией и преобразованы в шесть генерирующих компаний; в



результате приватизации распределительных активов было создано пять независимых компаний. Первоначально передающая компания Power Net Victoria оставалась в государственной собственности, но была также приватизирована позднее. Первый австралийский рынок электроэнергии начал действовать в штате Виктория в 1994 году под управлением Victorian Power Exchange. В Новом Южном Уэльсе передающие активы были разукрупнены, а рынок начал работать в 1996 году. То же произошло и в Квинсленде в 1998 году. В штате Южная Австралия государственное вертикально интегрированное коммунальное предприятие было акционировано в 1995 году, а в 1997 году его активы были разукрупнены в рамках бухгалтерских операций. В 2000 году активы предприятия были переданы в частное управление на основе долгосрочного договора аренды.

Первые по-настоящему решительные шаги были предприняты в мае 1996 года, когда министры энергетики штатов Новый Южный Уэльс, Виктория, Квинсленд, Южная Австралия и Территории столицы Австралии подписали межправительственное законодательное соглашение с целью обеспечения функционирования национального рынка электроэнергии во всех участвующих территориальных образованиях. Министры Нового Южного Уэльса, Виктории и Территории столицы Австралии договорились о согласовании деятельности существующих рынков электроэнергии с 1 октября 1996 года, с тем чтобы конкуренция между штатами стала возможной как можно раньше, в то время как начало работы рынка в целом предполагалось к началу 1998 года. Квинсленд, Южная Австралия и Тасмания должны были присоединиться к рынку по завершении необходимых структурных изменений и подключения к межштатной сети.

Национальный рынок электроэнергии начал работу 13 декабря 1998 года. В него вошли Южная Австралия, Виктория, Территория столицы Австралии, Новый Южный Уэльс и Квинсленд.

Через два с половиной года (июнь 2001 года) было принято решение проанализировать результаты деятельности рынка. По времени это также совпало с капитальным реформированием рынка Англии и Уэльса, основанного на системе обязательного пула, что в некоторой степени аналогично ключевым принципам австралийского национального рынка электроэнергии. Совет австралийских правительств принял решение о создании Совета министров энергетики, в который вошли министры энергетики Союза, а также всех штатов и территорий. В обязанности Совета министров энергетики входило курирование процесса анализа работы рынка, известного также как «обзор Парера». Окончательный

отчет был опубликован 20 декабря 2002 года под названием «Создание действительно эффективного национального рынка электроэнергии» (Towards a truly national and efficient energy market). По сравнению с выводами, полученными в Англии и Уэльсе, которые привели к фундаментальному реформированию отрасли, в обзоре Парера была подтверждена устойчивость основных принципов австралийского национального рынка электроэнергии, при этом были выделены различные проблемы и даны рекомендации по широкому спектру необходимых изменений. Одним из наиболее важных было создание двух новых органов – Комиссии по энергетическому рынку Австралии, к которой от Администратора национального энергетического кодекса переходила обязанность выработки норм и правил и контроля за функционированием рынка, а также Управления по регулированию энергетики Австралии – вместо существующих 13 государственных управлений. Создание Комиссии по энергетическому рынку Австралии и Управления по регулированию энергетики Австралии планировалось до июля 2004 года, однако было отложено до 2005 года.

Вопросы возможности выбора поставщиков потребителями на розничном уровне остаются полностью в компетенции штатов. Новый Южный Уэльс и Виктория предоставили право выбора поставщиков всем потребителям с января 2002 года; в Южной Австралии возможность выбора поставщиков была предоставлена с января 2003 года, а на Территории столицы Австралии – с июля 2003 года. Квинсленд предоставил право выбора поставщиков розничным потребителям, объем потребления которых составляет более 100 МВтч/год, с июля 2004 года, и было принято решение не снижать этот барьер и не предоставлять такое право другим потребителям. Такое решение основано на результатах проведенного в 2001 году анализа экономической эффективности, показавшего, что выгода для потребителей не превысит затрат на обеспечение возможности переключаться между поставщиками. NEMMCO обеспечивает функционирование системы, управляющей всеми розничными переключениями, включая управление профилями нагрузки, приемлемыми для более мелких потребителей.

В настоящее время осуществляется вхождение Тасмании в национальный рынок электроэнергии благодаря прокладке новой подводной линии постоянного тока, соединяющей Тасманию с объединенной национальной сетью. Тасмания вошла в число акционеров NEMMCO в мае 2005 года, однако сможет полностью интегрироваться в рынок только после сдачи новой линии в эксплуатацию, которая запланирована на начало 2006 года. Возможность выбора поставщиков розничными потребителями будет предоставляться постепенно, до тех пор пока барьер не будет снижен до

150 МВтч/год в июле 2009 года. На этом этапе штат рассмотрит возможность предоставления права выбора поставщиков всем потребителям.

Законодательная база для осуществления руководства

Электроэнергетическая отрасль находится в правовой компетенции штатов и территорий, за исключением вопросов, связанных с торговлей между штатами, которые, в соответствии с конституцией Австралии, находятся в компетенции Союза. В конституции также установлено, что вся торговля между штатами должна осуществляться на свободных началах, в соответствии с принципами честной конкуренции. Все необходимые законы, устанавливающие правовую основу для конкуренции и управления национальным рынком электроэнергии в связи с торговлей между штатами, должны приниматься в рамках законодательства штатов, территорий и Союза в целом. Тесное сотрудничество и координирование усилий являются необходимым условием для достижения достаточной согласованности и создания надежной правовой основы для управления.

Законодательство штатов и территорий предусматривало разукрупнение передающих и распределительных сетей и отделение их от генерирования и розничной торговли. В соответствии с этим законодательством, нормотворческие и регулирующие функции были переданы специальным органам и предусматривался обязательный доступ третьей стороны. Разукрупнение передающих сетей осуществлено в виде разукрупнения собственности. Функции по детальной выработке норм и правил предоставлены совместным органам, образованным в результате сотрудничества в рамках Совета австралийских правительств. Фактически закон об электроэнергетике был принят парламентами при условии, что один из штатов примет этот закон первым, после чего аналогичные законы были незамедлительно приняты в других штатах, территориях и на уровне Союза в целом.

В соответствии с новым Национальным электроэнергетическим законом, был сформирован новый национальный орган – Комиссия по энергетическому рынку Австралии, в обязанности которой входит выработка норм и правил и развитие рынка. Комиссия по энергетическому рынку Австралии отвечает за выработку правил, определяющих устройство рынка, эксплуатацию сети и регулирование деятельности в соответствии с новыми Национальными электроэнергетическими правилами, заменившими собой прежний Национальный электроэнергетический кодекс. Комиссия по энергетическому рынку Австралии подчиняется

непосредственно Совету министров энергетики и управляется тремя членами комиссии. Ее функция заключается в принятии решений по вновь предлагаемым правилам и анализе функционирования рынка как по собственной инициативе, так и по инициативе Совета министров энергетики. Комиссия по энергетическому рынку Австралии начала работу с 1 июля 2005 года, став правопреемником Администратора национального электроэнергетического кодекса. Национальный электроэнергетический закон прямо предусматривает учреждение Комиссией по энергетическому рынку Австралии рабочей группы по обеспечению надежности, в обязанности которой входит контролирование, анализ и предоставление отчетов о безопасности и надежности функционирования национальной электроэнергетической системы.

Параллельно с учреждением Комиссии по энергетическому рынку Австралии новый Национальный электроэнергетический закон предусматривал создание нового единого органа – Управления по регулированию энергетики Австралии, осуществляющего экономическое регулирование оптовых рынков и передающих сетей на рынках электроэнергии и газа. Управление по регулированию энергетики Австралии также обеспечивает соблюдение Национальных электроэнергетических правил. Кроме того, Управлению по регулированию энергетики Австралии планируется передать полномочия по регулированию распределения и розничной торговли. Управление по регулированию энергетики Австралии является независимым юридическим лицом, однако входит в состав Комиссии по конкуренции и защите прав потребителей Австралии. В состав его руководящего органа входят три члена, включая председателя, из которых один должен являться членом Комиссии по конкуренции и защите прав потребителей Австралии, а двух других членов назначают штаты и территории (1) и Союз (1). Постановления и решения Управления по регулированию энергетики Австралии подлежат судебному пересмотру Федеральным судом Австралии.

В соответствии с Национальными электроэнергетическими правилами, управление рынком и эксплуатация сети осуществляются компанией NEMMCO. Акционерами компании являются штаты и территории, входящие в национальный рынок электроэнергии. NEMMCO управляется советом директоров, члены которого назначаются акционерами. NEMMCO функционирует на основе самокупаемости, возмещая затраты на управление национальным рынком электроэнергии за счет платы, взимаемой с участников рынка.

Основные особенности рыночной структуры

NEMMCO управляет спотовым оптовым рынком электроэнергии. Спотовый рынок является обязательным для всех производителей и потребителей, подключенных к объединенной передающей сети, которая образует основу национального рынка электроэнергии.

Генерирующие компании обязаны, а розничные торговцы могут представить в NEMMCO предложения и заявки на производство и потребление электроэнергии. Эти предложения и заявки должны быть поданы до 12.30 в день, предшествующий операционным суткам, с указанием объемов и цен на каждый из 48 получасовых интервалов следующего дня. Указанный в заявках объем может быть изменен не позднее чем за пять минут до фактической операции, при этом цена изменяться не может. Предварительный прогноз цен, объемов потребления и производства электроэнергии рассчитывается на следующий операционный день. Тем не менее окончательные цены и объемы устанавливаются только после того, как определен фактический объем производства для удовлетворения спроса по минимальной цене – то есть после фактической операции.

Такой механизм расчетов «по факту» имеет ряд последствий для функционирования рынка, которые значительно отличаются от других рыночных систем. Одним из таких последствий является то, что никто не обязан принимать на себя обязательства, имеющие обязательную силу, по производству, потреблению или передаче до фактической операции. Без таких принудительных обязательств у розничных торговцев отсутствует необходимость подавать заявки. Обычно NEMMCO составляет прогнозы потребления, которые используются в качестве исходных данных для составления предварительных прогнозов поставки электроэнергии. Розничные компании могут подавать заявки, основываясь на собственных прогнозах, и в частности на собственном представлении о реагировании спроса на цены. Однако такой подход не создает большой разницы и никогда по-настоящему не применялся. В системе установления цены «по факту» нет необходимости создавать рынок, на котором постоянно котируются цены покупателя и продавца. С другой стороны, такая система не создает потенциальной возможности для хеджирования деятельности до осуществления операции. Все хеджирование должно осуществляться через добровольные контракты между разными участниками рынка. Преимуществом является сведение к минимуму регулирующего вмешательства и проведение четкой границы между обязанностями NEMMCO и участников рынка. Отрицательной стороной является то, что права на передачу не являются фиксированными, в

результате чего усложняется хеджирование рисков, связанных с разницей в ценах, а также ставится под вопрос независимость и непредвзятость владельцев передающих мощностей. Это также создает проблемы с точки зрения спроса: значительная часть спроса попадает в намного большую зависимость от уровня цен, если становится возможным планирование этой зависимости по схеме на сутки вперед. Национальный рынок электроэнергии недостаточно стабилен для такого планирования. Эти качества должны развиваться в нормальных рыночных условиях с возможностью хеджирования за счет создания портфелей поставок и заключения финансовых контрактов.

Заявки, поданные генерирующими компаниями, ранжируются в порядке возрастания цены. Поставка электроэнергии осуществляется с электростанций, заявивших самые низкие цены, в порядке повышения предложенных цен до тех пор, пока не будет достигнут объем потребления по каждому пятиминутному интервалу. Для каждого из таких пятиминутных интервалов маржинальная цена определяется по наиболее высокой цене, заявленной электростанцией, осуществлявшей поставку электроэнергии в течение этого интервала. Спот-цена рассчитывается как среднее значение из шести маржинальных цен пятиминутных интервалов в течение каждого получасового интервала в сутки. Такая средняя маржинальная цена затем используется для осуществления расчетов на рынке. Потребители и розничные компании платят по этой цене за потребленную электроэнергию в течение данного получасового интервала; генерирующие компании получают оплату по этой цене за всю отпущенную электроэнергию в течение данного получасового интервала. Планирование пуска и останова агрегатов и другие факторы, имеющие отношение к постоянным издержкам электростанций, при расчете рыночной цены не учитываются. Заявки на определенный объем и по определенной цене отпускаются по мере необходимости до достижения объема потребления. С другой стороны, участники рынка могут корректировать заявленные объемы вплоть до момента не позднее чем за пять минут до фактической операции, таким образом, у них есть определенная возможность контролировать указанные ограничения.

Передающие мощности предоставляются NEMMCO владельцами сети магистральных ЛЭП. Цены рассчитываются по зональному принципу, где каждый штат представляет собой одну зону, при этом район Снежных гор на границе между Викторией и Новым Южным Уэльсом составляет дополнительную зону (в силу особой роли его гидроэнергетических мощностей). Сетевые потери оцениваются в соответствии с расчетными коэффициентами потерь на разных участках сети относительно

определенных контрольных точек. Коэффициенты потерь рассчитываются ежегодно на основе данных за прошлые годы. Генерирующие компании должны компенсировать сетевые потери, и это принимается во внимание при расчете графика поставок в сеть. В некотором смысле генерирующие компании имеют дело с базовым сигналом двух уровней: один на уровне зоны – при учете перегрузки межсистемных связей, второй на уровне расстояния до зональной контрольной точки – при учете сетевых потерь.

NEMMCO должна управлять системой таким образом, чтобы сбалансировать предложение и спрос и в то же время поддерживать минимальный резерв мощности. Минимальный резерв мощности в настоящее время установлен на уровне мощности крупнейших электростанций в каждой зоне, принимая в то же время во внимание возможность совместного использования резервов разных зон. Минимальный резерв мощности необходим для того, чтобы обеспечить работу системы в случае неожиданного отказа одного из генераторов. NEMMCO не приобретает операционные резервы на регулярной основе, однако, в соответствии с правилами национального рынка электроэнергии, NEMMCO имеет возможность объявить тендер на приобретение резервов, если их уровень падает ниже минимального уровня. В начале 2004 года в Заявлении о возможностях был спрогнозирован дефицит резерва мощности на 356 МВт ниже минимума в течение февраля и марта летом 2005 года в Южной Австралии и Виктории. NEMMCO объявила тендер на приобретение операционных резервов, и в результате были заключены контракты на 80-90 МВт в основном за счет реагирования на спрос.

NEMMCO приобрела вспомогательные услуги на восьми параллельных рынках для стабилизации частоты, управления сетью пуска из полностью обесточенного состояния. Конкурирующие поставщики услуг могут торговать своими услугами на этих восьми рынках. Финансирование вспомогательных услуг осуществляется по принципу «платит инициатор».

Правила национального рынка электроэнергии также регламентируют рынок финансовых прав на передачу. За счет ценовых разниц между зонами NEMMCO получает плату за перегрузку, также известную как расчетный остаток. Разницы в ценах создают риски для участников рынка, и NEMMCO управляет рынком, облегчая хеджирование этих рисков. Ежеквартально проводится аукцион на права на расчетный остаток. Покупка определенной доли дает право на соответствующую долю расчетного остатка, однако это право не является фиксированным. Если пропускная способность межсистемной линии снижается или линия становится недоступна, права теряются без какой-либо компенсации.

Расчетные остатки и доходы от аукциона используются для снижения стоимости пользования услугами по передаче.

Прозрачность и управление информацией являются ключевыми аспектами модели национального рынка электроэнергии. NEMMCO ежегодно публикует Заявление о возможностях, в котором представлены все принципиальные сведения о потреблении, передаче и выработке электроэнергии, а также анализ этих данных. Большой объем информации представлен на интернет-сайте NEMMCO. Информация о ценах, объемах, изменениях в системе и других ключевых конъюнктурных сведениях находится в свободном доступе. Отличительной чертой является то, что информация обо всех заявках и предложениях, представленных в NEMMCO, публикуется через день после осуществления операции.

Большая часть операций на обязательном спотовом рынке подкреплена финансовыми контрактами (между участниками рынка) для управления рисками, связанными с ценами и объемами. Торговля финансовыми контрактами помимо аукциона на расчетный остаток не регулируется правилами национального рынка электроэнергии. Финансовая торговля осуществляется в основном на двустороннем внебиржевом рынке с помощью брокеров. На Сиднейской фьючерсной бирже также осуществляется торговля производными финансовыми инструментами рынка электроэнергии.

Один сегмент финансового рынка учрежден и регулируется правительством Нового Южного Уэльса в рамках обязательного хеджирующего договора. 1 января 2001 года правительство Нового Южного Уэльса учредило Фонд выравнивания тарифов на электроэнергию и обязало розничных торговцев электроэнергией в штате вносить средства в фонд, когда цена пула электроэнергии в Новом Южном Уэльсе опускается ниже определенного регламентированного уровня. Если цена пула выше этого уровня, розничные торговцы, наоборот, получают деньги. В некотором роде, Фонд выравнивания тарифов на электроэнергию выступает в качестве средства защиты, позволяя розничным компаниям получать гарантированную прибыль. Однако, он также подрывает конкуренцию и мотивацию для введения новшеств. Если у фонда образуется отрицательное сальдо, государственные генерирующие компании обязаны вносить средства, чтобы обеспечить платежеспособность фонда. Эти средства возвращаются генерирующим компаниям, когда динамика цен в пуле позволяет восстановить баланс за счет платежей, полученных от розничных торговцев.

Структура рынка

В 2003 году объем электроэнергии, поставленный 8 миллионам потребителей на национальном рынке электроэнергии, составил 158 479 ГВт, из которых 65 ТВт (41%) было выработано в Новом Южном Уэльсе и Территории столицы Австралии, 40 ТВт (25%) – в Виктории, 42 ТВт (27%) – в Квинсленде и 12 ТВт (7%) – в Южной Австралии. Вхождение Тасмании в национальный рынок увеличит нагрузку приблизительно на 10 ТВт. Пиковый спрос летом 2003-2004 годов составил 12,2 ГВт в Новом Южном Уэльсе и Территории столицы Австралии, 8,6 ГВт – в Виктории, 7,9 ГВт – в Квинсленде и 2,6 ГВт – в Южной Австралии. Общая пиковая нагрузка на национальном рынке электроэнергии составила 29,8 ГВт, включая 1,3 ГВт в Тасмании, что на 2,9 ГВт меньше, чем сумма региональных пиковых нагрузок.

В 2003 году производство электроэнергии для удовлетворения спроса на национальном рынке осуществлялось электростанциями, работающими на угле (91%) и природном газе (6%), а также гидроэлектростанциями (3%). В этом же году Новый Южный Уэльс импортировал 8 ТВтч, Виктория явилась нетто-экспортером 4 ТВтч, Квинсленд экспортировал 3 ТВтч, Южная Австралия импортировала 2 ТВтч, а регион Снежных гор экспортировал 4 ТВтч из 5 ТВтч, выработанных в этом регионе. К концу 2003 года общая установленная мощность электростанций на национальном рынке электроэнергии составляла 38 533 МВт, из которых 12 ГВт (32%) вырабатывалось в Новом Южном Уэльсе, 8 ГВт (22%) – в Виктории, 11 ГВт (28%) – в Квинсленде, 3 ГВт (9%) – в Южной Австралии и 4 ГВт (10%) – в районе Снежных гор. Расширение национального рынка электроэнергии на Тасманию увеличит установленную мощность на 2,5 ГВт, в основном за счет гидроресурсов.

Межсистемные связи между разными регионами являются основой интегрированного национального рынка электроэнергии. Межсистемная ЛЭП между Новым Южным Уэльсом и Квинслендом имеет пропускную способность 950 МВт, из которых только около 600 МВт могут использоваться для импорта в Квинсленд. Межсистемная ЛЭП между Новым Южным Уэльсом и районом Снежных гор имеет пропускную способность 3038 МВт. Пропускная способность межсистемной ЛЭП между Викторией и районом Снежных гор составляет 1892 МВт. Межсистемная ЛЭП между Викторией и Южной Австралией имеет пропускную способность 627 МВт, из которых только 379 МВт могут использоваться для импорта в Викторию. Виктория и Новый Южный Уэльс объединены через Снежные горы, однако импорт в район Снежных гор ограничен в размере около 1100 МВт с каждой стороны.

Генерирующие активы на национальном рынке электроэнергии принадлежат как частным, так и государственным компаниям. Тремя крупнейшими генерирующими компаниями (по установленной мощности) являются Macquarie Generation, Delta Electricity и Eranng Energy. Все они находятся в Новом Южном Уэльсе и принадлежат правительству штата. Эти компании занимают доминирующее положение на рынке Нового Южного Уэльса, на их долю приходится от 40% до 25% от общей установленной мощности. В целом по национальному рынку электроэнергии их рыночные доли составляют от 12% до 8%, а их совокупная рыночная доля составляет 31%. Всего на национальном рынке электроэнергии функционирует 27 генерирующих компаний, из которых одна треть принадлежит государству. Кроме Нового Южного Уэльса, Квинсленд также является владельцем доминирующих в штате генерирующих компаний. В Виктории и Южной Австралии все генерирующие активы эксплуатируются частными компаниями, из которых семь не являются австралийскими.

Что касается розничной торговли, на рынке функционирует 66 розничных компаний, поставляющих электроэнергию 3,2 миллиона потребителей в Новом Южном Уэльсе и Территории столицы Австралии, 2,3 миллиона потребителей в Виктории, 1,7 миллиона потребителей в Квинсленде и 0,8 миллиона потребителей в Южной Австралии.

К середине 2005 года NEMMCO зарегистрировала 103 участника рынка, 6 из которых участвовали только в торговых операциях.

Дополнительная литература

История развития электроэнергетической отрасли Австралии описана в обзорах страны, составленных Международным энергетическим агентством. Обзоры Австралии конца 1980-х годов всесторонне описывают развитие рынка и управляющих структур. Последний обзор страны от 2005 года предлагает подробное описание структуры австралийской электроэнергетической отрасли. Эти отчеты опубликованы на сайте Международного энергетического агентства www.iea.org. Интернет-сайт NEMMCO, системного и рыночного оператора, также содержит большое количество информации об основных аспектах национального рынка электроэнергии: www.nemmco.com.au.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4: МЕЖСИСТЕМНЫЕ СВЯЗИ МЕЖДУ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ ШТАТОВ ПЕНСИЛЬВАНИЯ, НЬЮ-ДЖЕРСИ И МЭРИЛЕНД (PJM)

История межсистемных связей между энергосистемами Пенсильвании, Нью-Джерси и Мэриленда (PJM) гораздо длиннее, чем история либерализации электроэнергетического рынка в целом. С 1927 года PJM является пулом, позволяющим координировать торговлю между тремя компаниями-учредителями.

До 1978 года электроэнергетическая отрасль управлялась вертикально интегрированными коммунальными предприятиями, в большинстве случаев находящимися в частной собственности. Деятельность этих компаний регулировалась комиссиями штатов по вопросам деятельности коммунальных служб. В соответствии с Федеральным законом об энергоснабжении от 1935 года, основные регулирующие полномочия оставались в компетенции штатов. Закон о холдинговых компаниях в коммунальной сфере от 1935 года ограничивал для коммунальных предприятий возможность осуществлять деятельность в других штатах, таким образом фактически ограничивая объем слияний и поглощений. На федеральном уровне Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики имеет полномочия только в вопросах оптовой торговли. Важным шагом в сторону от такого подхода стало принятие Закона о политике по регулированию деятельности коммунальных предприятий от 1978 года, который предоставил мелким генерирующим ресурсам (в частности, имеющим экологические преимущества) доступ к сети при помощи контрактов, соответствующих объему сэкономленных затрат. Это привело к быстрому появлению независимых производителей электроэнергии, в первую очередь в тех штатах, где вертикально интегрированным компаниям было разрешено для получения необходимой электроэнергии продавать с аукциона независимым производителям электроэнергетики контракты на наименьшую стоимость.

Следующий важный шаг к более конкурентному рынку был сделан на федеральном уровне после принятия Закона об энергетической политике в 1992 году. Этот закон предоставил Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики полномочия предписывать открытый доступ к оптовой торговле между коммунальными предприятиями и

между штатами. Однако закон прямо запрещал Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики предписывать открытый доступ для конечных потребителей. Этот вопрос все еще оставался в компетенции штатов.

В преддверии изменений, которые должен был повлечь Закон об энергетической политике от 1992 года, в 1993 году PJM начала процесс реорганизации в независимую нейтральную организацию первоначально путем создания ассоциации PJM Interconnection Association, которой были переданы функции по управлению пулом электроэнергии. К 1995 году Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики выработала проект правил, которые обеспечивали бы выполнение Закона об энергетической политике от 1992 года. В 1996 году окончательная редакция этих правил была опубликована в Постановлении 888 Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики, основными положениями которого были следующие: функциональное разделение подразделений коммунальных предприятий по эксплуатации передающей сети от их подразделений по сбыту электроэнергии; передающие предприятия, подведомственные Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики, обязаны представлять недискриминационные тарифы, обеспечивающие открытый доступ третьих сторон к передающим сетям, аналогичный использованию коммунальными предприятиями собственных передающих мощностей, а также методические указания для независимых системных операторов, подведомственных Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики. В 1999 году Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики издала Постановление 2000, в соответствии с которым поощрялась консолидация между территориальными образованиями и слияние независимых системных операторов в региональные передающие организации, которые действуют как координирующие системные операторы на более крупных территориях.

В сентябре 2001 года председатель Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики выдвинул ряд предложений, направленных на стандартизацию рыночной модели и ускорение процесса образования региональных передающих организаций. Эти предложения были уточнены в стандартной модели рынка (июль 2002 года), и Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики опубликовала официальный доклад (апрель 2003 года), содержащий окончательный вариант этих предложений. В связи с сильным сопротивлением со стороны отдельных штатов эти предложения никогда не были реализованы в качестве инструмента для принудительного создания

конкурентных оптовых рынков во всех штатах. На основании Закона об электроэнергии от 2005 года (июль 2005 года) Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики были предоставлены некоторые из полномочий, первоначально предложенных в представленной комиссией стандартной модели рынка. Благодаря этому закону у Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики появилось гораздо больше полномочий в вопросах безопасного функционирования системы, кроме того, ей были предоставлены определенные полномочия по утверждению новой передающей инфраструктуры, а также полномочия по обеспечению конкурентного поведения на оптовых рынках. Одним словом, Закон об электроэнергии от 2005 года отражает идею о том, что создание конкурентных и открытых рынков электроэнергии следует поддерживать, а не насаждать во всех штатах. Законом об электроэнергии от 2005 года также отменены ограничения, установленные Законом о холдинговых компаниях в коммунальной сфере, открывая, таким образом, возможность консолидации между штатами.

Благодаря правовой основе, установленной Постановлением 888, и с учетом намерений, высказанных Федеральной комиссией по регулированию электроэнергетики, в 1997 году PJM стала полностью независимой организацией. Коммунальным компаниям, не являющимся крупнейшими участниками рынка, была предоставлена возможность стать собственниками, после чего был избран независимый Совет управляющих. Первоначально в PJM Interconnection входили диспетчерские зоны восьми коммунальных предприятий, которые распространялись на крупные области в Пенсильвании, большую часть Нью-Джерси и Мэриленда, а также весь штат Делавэр. Действующий на основе заявок спотовый рынок электроэнергии начал работу 1 апреля 1997 года, за год до начала работы рынка Калифорнии. Позднее, в 1997 году, Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики утвердила PJM в качестве первого независимого системного оператора в стране в соответствии с Постановлением 888. Таким образом, PJM несла ответственность за безопасную и надежную эксплуатацию единой сети ЛЭП и за управление конкурентным оптовым рынком электроэнергии на территории диспетчерских зон ее участников.

Учитывая поддержку Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики в отношении образования региональных передающих организаций, PJM, независимый системный оператор Нью-Йорка (NYISO) и независимый системный оператор Новой Англии (ISO-NE) попытались договориться о слиянии и образовании единой региональной передающей организации. Однако договор так и не был подписан, и в



декабре 2002 года PJM самостоятельно получила статус региональной передающей организации. Период между принятием Постановления 2000 и утверждением PJM в качестве региональной передающей организации также характеризуется значительной нестабильностью, когда все больше и больше штатов присоединялись к процессу либерализации рынка электроэнергии. Калифорния была одним из первых штатов, в котором в марте 1998 года был предписан полный розничный доступ: действующий на конкурентной основе оптовый рынок начал работу 1 апреля 1998 года и поначалу показывал превосходные результаты. Это упрочило позиции сторонников либерализации рынка, однако дальнейшие неудовлетворительные результаты начиная с 2000 года и окончательный обвал летом 2001 года оказали гораздо более сильное негативное влияние на процесс либерализации рынка электроэнергии в США.

В первые годы своего существования PJM сфокусировала усилия на устойчивом развитии рынка и создании надежной основы для конкуренции. Первоначально спотовый рынок, действующий в режиме на сутки вперед, был основан на единой клиринговой цене рынка для всего региона. В связи с высокими затратами на управление перегрузками и недостаточной гибкостью при эксплуатации системы (в силу ограничений, обусловленных требованиями безопасности) потребовалось более точное отражение фактических затрат по локальному принципу. Через год после начала работы рынка уровень сложности возрос после перехода на ценообразование по методу локальных маржинальных цен, отражающих фактические затраты, в котором клиринговые цены рынка рассчитывались для каждого узла системы. 1 января 1999 года был организован ежедневный рынок мощности, что было обусловлено традиционным подходом к планированию мощностей в регионе и обеспокоенностью крупнейших коммунальных предприятий относительно некупаемых затрат, поскольку теперь им пришлось бы конкурировать с генерирующими компаниями, не связанными прежними требованиями об обеспечении нагрузки генерирующими мощностями. С марта 1999 года к ежедневным аукционам на рынке мощности добавились ежемесячные аукционы и аукционы на срок до нескольких месяцев. 1 апреля 1999 года вместо ценообразования по методу локальных маржинальных цен, отражающих фактические затраты, было введено ценообразование по методу локальных маржинальных цен, основанных на конкурентных торгах. 1 июня 2000 года к рынку, действующему в режиме на сутки вперед, был добавлен рынок, действующий в режиме реального времени, ценообразование на котором также было основано на принципе локальных маржинальных цен и конкурентных торгах. 1 декабря 2000 года был организован рынок вращающихся

резервов. С введением принципа локальных маржинальных цен в 1999 году возникла необходимость создания инструментов хеджирования для управления рисками, связанными с ценовыми разницеми между узлами. В апреле 1999 года PJM организовала проведение аукционов по продаже предоставленных финансовых прав на передачу, благодаря чему у участников рынка появилась необходимая возможность хеджирования рисков. В мае 2003 года уровень сложности этого рынка вновь возрос после замены первоначального предоставления финансовых прав на передачу на полностью финансовый механизм распределения прав на доход от аукциона.

К концу 2001 года была выработана рыночная модель, позволяющая создать основу для устойчивого рынка. С тех пор развитие рыночной модели продолжалось, в частности, путем изменения рынка мощности. С 2002 года основное внимание было уделено расширению территории, охватываемой рынком PJM. 1 апреля 2002 года к PJM присоединилась компания Allegheny Power, в результате чего была образована PJM West. В результате расширения были присоединены другие районы Пенсильвании, крупные области в Западной Виргинии, часть Виргинии и небольшая часть Огайо. В июне 2002 года компании American Electric Power (AEP), Commonwealth Edison (ComEd), Illinois Power и National Grid подписали с PJM протокол о намерении создать независимую передающую компанию, которая бы функционировала в рамках PJM West. Также в июне 2002 года к PJM присоединилась компания Dominion, в результате чего была образована PJM South, интегрировав таким образом большую часть энергосистемы Виргинии и небольшую часть системы Северной Каролины в территорию, охватываемую рынком PJM. Компании AEP (Огайо), Com Ed (Иллинойс), Dayton Power & Light Company (Огайо), Duquesne Light Company (Пенсильвания) и Dominion были успешно интегрированы в территорию, охватываемую рынком PJM, в течение 2004 года и первой половины 2005 года. В результате интеграции одной только Com Ed рынок PJM расширился на 20%.

Независимый системный оператор Midwest ISO (MISO) и PJM сотрудничали с 2004 года с целью создания в 23 штатах, округе Колумбия и провинции Манитоба (Канада) интегрированного оптового рынка, в который вошли бы их диспетчерские зоны. 1 апреля 2005 года под управлением MISO начал функционировать рынок, ценообразование на котором было основано на локальных маржинальных ценах.

В большинстве штатов, входящих в PJM, предписан розничный доступ для всех потребителей. Первым штатом в США, в котором был предписан

полный розничный доступ, стал Род-Айленд (январь 1998 года), входивший в ISO-NE. Первым штатом, входящим в PJM, который последовал примеру, стал Нью-Джерси (август 1999 года). В Пенсильвании, округе Колумбия, Делавэре, Огайо, Мэриленде и Иллинойсе полный розничный доступ был предоставлен в разное время в течение 2000-2004 годов. К 2004 году розничный доступ для всех потребителей был предоставлен в 18 штатах.

Законодательная база для осуществления руководства

Три основных федеральных закона в области электроэнергетики определяют степень вовлечения федеральной власти в регулирование электроэнергетической отрасли США. В соответствии с Федеральным законом об энергоснабжении от 1935 года, полномочия федеральной власти ограничены вопросами, связанными с оптовой торговлей. На основании Закона об энергетической политике от 1992 года был предписан открытый доступ к оптовым операциям, что означало обязательное наличие открытого доступа к торговле между коммунальными предприятиями внутри штатов и между штатами. И наконец, с принятием Закона об энергетической политике от 2005 года цели, положенные в основу Закона об энергетической политике от 1992 года, были подтверждены, а полномочия федеральной власти были укреплены в определенных ключевых областях, таких как безопасность работы системы, расширение сетей ЛЭП и мониторинг рынка. В соответствии с законодательством некоторых штатов, включая большинство штатов, входящих в PJM, конечным потребителям предоставлен полный розничный доступ.

Контроль над соблюдением законодательств штатов и федерального законодательства осуществляется регулирующими органами штатов совместно с федеральным регулирующим органом. На уровне штатов действуют комиссии по вопросам деятельности коммунальных служб, а Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики, являющаяся независимой организацией в рамках Министерства энергетики, осуществляет регулирование в тех областях, в которых имеет полномочия в соответствии с федеральным законодательством. Комиссии по вопросам деятельности коммунальных служб регулируют деятельность коммунальных предприятий внутри штата, в частности производство и распределение электроэнергии. Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики регулирует осуществление сделок по торговле электроэнергией между штатами, в том числе оптовых сделок на передачу электроэнергии по ЛЭП. В состав Федеральной комиссии по регулированию электроэнергетики входят пять членов, назначаемых

Президентом и утверждаемых Сенатом. Не более трех членов комиссии могут являться членами одной политической партии. Председателя комиссии назначает Президент.

В соответствии с Постановлением 888, Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики установила ряд подробных правил, которые призваны обеспечить выполнение Закона об энергетической политике от 1992 года.

В 1960-х и 1970-х годах в результате многочисленных отключений электроэнергии встал вопрос о безопасной и надежной работе объединенных передающих систем, функционирующих между штатами и другими территориальными образованиями. В 1968 году был образован Североамериканский совет по надежности в электроэнергетике, куда вошли десять региональных советов, образованных в предыдущие годы. Североамериканский совет по надежности в электроэнергетике – это добровольная организация, целью которой является обеспечение надежности, адекватности и безопасности работы североамериканской передающей сети. Уроки, полученные в результате широкомасштабного отключения электроэнергии в северо-восточных районах страны в 2003 году, указали на несовершенство правил по обеспечению надежности, исполняемых на добровольной основе, в частности, в том, что касалось отсутствия возможности принудительного исполнения этих правил, которые во всех других отношениях вполне приемлемы. В соответствии с Законом об энергетической политике от 2005 года, Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики получила полномочия учреждать орган, уполномоченный на регулирование соблюдения обязательных правил по обеспечению надежности.

PJM Interconnection – это некоммерческая компания с ограниченной ответственностью, руководящим органом которой является совет управляющих. Члены совета управляющих в период их работы на этой должности не должны иметь личных связей или профессиональных отношений с каким-либо из участников рынка PJM, а также не могут владеть долями в капитале какого-либо из участников рынка. Пользователи PJM становятся участниками компании и получают право голоса в комиссии участников. Комиссия участников избирает совет управляющих и путем внесения предложений и голосования консультирует совет по вопросам изменения правил функционирования рынка, она также уполномочена давать определенные рекомендации. Имеются также другие комиссии и группы пользователей, которые решают вопросы путем обсуждения и переговоров. Именно через эти управляющие структуры зачастую

вырабатываются правила рынка и решаются вопросы, связанные с рыночной моделью.

В PJM имеется специальное подразделение, в обязанности которого входит наблюдение за функционированием рынка, – Отдел мониторинга рынка. Отдел мониторинга рынка – это независимая группа, которая оценивает уровень конкуренции на каждом из рынков PJM, определяет конкретные вопросы функционирования рынка и дает рекомендации о возможностях повышения конкурентоспособности и эффективности работы рынка. В частности, Отдел мониторинга рынка отвечает за контроль над соблюдением участниками правил рынка PJM и за оценку стратегий PJM, чтобы обеспечить единообразие этих правил в условиях конкурентного рынка. Ежегодно Отдел мониторинга рынка публикует отчет о состоянии рынка.

Основные особенности рыночной структуры

Для передачи электроэнергии необходимы ресурсы, как с точки зрения наличия адекватных передающих активов, так и с точки зрения потерь электроэнергии в связи с сопротивлением в передающих сетях. В PJM этому факту было уделено особое внимание, в результате чего была введена система, основанная на узловом методе ценообразования, в которой цена рассчитывается для каждой возможной точки перегрузки в сети. Каждая линия, которая соединяет две передающие и (или) распределительные линии, представляет собой возможную точку перегрузки и в связи с этим напрямую включается в калькуляцию цен.

Все генерирующие источники, определенные в системе PJM в качестве ресурсов мощности, обязаны представлять предложения на рынок PJM, действующий в режиме на сутки вперед. При регистрации указывается линия, соединяющая генерирующий источник с сетью. Предложения могут содержать проростные цены, когда для разных объемов производства электроэнергии указываются разные цены. В предложениях могут также указываться минимальная продолжительность работы и затраты на пуск, чтобы обеспечить учет обязательств по использованию энергоблоков при расчете клиринговой цены рынка. Участники рынка могут работать по собственному графику. Для генерирующих компаний это означает, что определенная часть энергоблоков должна работать независимо от цены. Предложение, указывающее, что энергоблок должен работать, по существу, является графиком, который налагает на генерирующую компанию финансовые обязательства.

Розничные компании и потребители должны представлять свои заявки на спотовый рынок, действующий в режиме на сутки вперед, с указанием цен и объемов, если они намерены реагировать на цену путем снижения спроса, или же они могут сделать это без указания цены.

Все заявки на поставку и предложения на выработку электроэнергии привязываются к конкретной линии, и указывается пропускная способность между всеми линиями. Нагрузка и (или) производство на каждой линии оказывают свое влияние на потери электроэнергии при ее передаче. Эти потери будут динамичными, однако коэффициенты чувствительности рассчитываются ежегодно как приблизительные значения потерь при передаче относительно контрольной точки в сети. С учетом всех заявок, предложений и коэффициентов чувствительности составляется диспетчерский график, который позволяет минимизировать общие системные затраты на обслуживание общего спроса. В системе расчетов на рынке принимаются во внимание факторы надежности и безопасности работы передающей системы. Используется принцип маржинального ценообразования, в соответствии с которым цену определяет максимальное ценовое предложение последней электростанции, объемы которой востребованы рынком. Такое ценообразование по узловому принципу является инструментом для управления перегрузками на территории рынка PJM, при этом межсистемные связи между территорией PJM и прилегающими территориями также определяются в качестве узлов. Внешние заявки и предложения в этих узлах определяют цену в узле и объем передачи по межсистемной линии.

При расчете клиринговой цены рынка принимаются во внимание и другие факторы. Определенные генерирующие источники включаются в калькуляцию цены в соответствии с предварительно согласованной «стоимостью услуг», обусловленной их положением и влиянием на рынке. Другие генерирующие источники могут быть обязаны вырабатывать электроэнергию для обеспечения надежности и стабильности функционирования системы. В зависимости от их местонахождения эти генерирующие источники не всегда включаются в расчет локальных маржинальных цен в узле в соответствии с представленными ими предложениями.

Клиринговые цены рынка рассчитываются для всех линий; в случае возникновения перегрузки между узлами цены в узлах могут отличаться друг от друга. Такие ценовые разницы отражают затраты на передачу электроэнергии. Каждый генерирующий источник получает оплату по клиринговой цене рынка в своем узле. Все потребители осуществляют

оплату по клиринговой цене рынка в своем узле. Для тех участников рынка, которые предпочли работать по собственному графику, либо ориентируясь на собственные требования к нагрузке, либо путем заключения других двусторонних контрактов, итоговая разница в цене в точности соответствует размеру платежей, отражающих затраты, уровень которых зависит от конкретного месторасположения. В 2004 году около 26% расчетов за нагрузку осуществлялось на рынке PJM, функционирующем в режиме на сутки вперед. Остальная часть относилась к предложениям электроэнергии, производимой для обеспечения собственной нагрузки, то есть была связана с работой по собственному графику.

Разница в ценах между узлами может создавать значительный риск для участников рынка. В то же время эти ценовые различия создают потоки прибыли в PJM, известные как финансовые права на передачу. Владельцы передающих сетей и держатели контрактов, связывающих производства в одном месте с нагрузкой в другом, могут подать заявку на распределение финансовых прав на передачу. Инвесторам в новые межсистемные ЛЭП присваиваются финансовые права на передачу, предусмотренные для этой линии. Финансовые права на передачу могут продаваться и покупаться, как на двусторонней основе, так и через PJM, которая проводит годовые и месячные аукционы. Владелец финансовых прав на передачу определенного объема в определенном направлении между двумя узлами получит доход за счет ценовой разницы между этими двумя узлами – или будет вынужден заплатить, если поток прибыли будет отрицательным. Таким образом, существует возможность хеджировать риски по контракту, который был заключен по цене, относящейся к одному из этих узлов. Вместо привязывания первоначального предоставления финансовых прав на передачу к определенным точкам перегрузки, в соответствии с присвоенными правами, был введен механизм ежегодного распределения прав на доход от аукциона. Права на доход от аукциона предоставляют право на получение выручки от ежегодного аукциона по продаже финансовых прав на передачу. Если обладатель прав на доход от аукциона заинтересован в конкретных исходных финансовых правах на передачу, право на доход от аукциона может быть трансформировано в соответствующее финансовое право на передачу вне рамок аукциона. Благодаря введению прав на доход аукциона первоначальный аукцион на продажу финансовых прав на передачу стал более ликвидным и, соответственно, более универсальным.

Спотовый рынок PJM состоит из двух уровней – рынка, действующего в режиме на сутки вперед, и рынка, действующего в режиме реального времени. Ценообразование на рынке реального времени исходит из той

же концепции локальных маржинальных цен для каждого узла, которая применяется на рынке, действующем в режиме на сутки вперед. Рынок реального времени – это корректирующий рынок, на котором взимается плата за отклонения от включенных в график заявок и предложений, поданных за день до этого. Участники рынка могут определять собственный график для компенсации таких расхождений. Рынок реального времени PJM – это рынок единой цены. За отклонения, которые приводят к дисбалансу системы, взимается плата, равная затратам на балансирование системы. Отклонения, которые способствуют установлению баланса в системе, оплачиваются по той же цене, что и ресурсы, которые были активно задействованы для регулирования системы. Дополнительные штрафы за отклонения, приводящие к дисбалансу системы, сверх суммы, равной фактическим затратам на устранение такого дисбаланса, не предусмотрены.

PJM управляет рынком установленной мощности. Все энергоснабжающие организации (розничные компании, имеющие контракты на обслуживание потребителей) обязаны заключать контракты на объем установленной мощности, который соответствует пиковой нагрузке клиентской базы плюс резерв. Это обязательство должно выполняться за счет мощностей, зарегистрированных PJM и доступных для системы. Владельцы таких мощностей получают кредит мощности. Энергоснабжающие организации могут заключать контракты на кредиты мощности на двусторонней основе или через рынок кредита мощности, организованный PJM. Если энергоснабжающие организации не выполняют это обязательство, они платят штраф, размер которого в настоящее время установлен на уровне около 170 долларов США за мегаватт за каждый день невыполнения обязательства. PJM проводит на рынке кредита мощности ежедневные, периодические, ежемесячные аукционы и аукционы на срок до нескольких месяцев.

Используя рыночные механизмы, PJM также приобретает вспомогательные услуги. Существует рынок, обеспечивающий соответствие мощности регулированию в кратчайшие сроки, автоматическому регулированию. Кроме того, имеется рынок вращающегося резерва, призванный обеспечить наличие адекватной мощности на линии в случае непредвиденных отказов в системе. Расчеты на этих рынках осуществляются ежечасно.

PJM управляет следующими рынками: спотовый рынок, функционирующий в режиме на сутки вперед, который также является контрольным показателем; спотовый рынок реального времени; рынок кредитов мощности; два рынка вспомогательных услуг. Значительная часть торговли электроэнергией



на территории рынка PJM осуществляется не на официальных торговых площадках PJM. Значительная часть потребления удовлетворяется за счет самодиспетчируемых генерирующих источников как в рамках вертикально интегрированной компании (производство и розничная продажа), так и на основании двусторонних контрактов. Финансовая торговля развивается на Нью-Йоркской товарной бирже (NYMEX) и Межконтинентальной бирже (ICE), где ликвидность с точки зрения объема торговли повышается очень быстро, особенно в течение прошлого года (2004-2005 годы). В модели PJM имеется более 7000 узлов, учитываемых при расчете узловых маржинальных цен. Для большей части этих узлов никогда не устанавливается особая цена, поскольку в них отсутствуют перегрузки. PJM рассчитывает средневзвешенные цены для трех центров, состоящих из важных неперегруженных узлов. Эти центры используются в качестве эталонов для управления рисками и финансовой торговли. Наиболее важным из них является западный центр, который привлекает наибольшую ликвидность в качестве контрольного показателя.

На интернет-сайте PJM представлено большое количество информации о рыночных ценах, состоянии системы энергоснабжения, принципах функционирования и управления, а также другие важные сведения, позволяющие понять общую структуру рынка и его ежедневное развитие. Сведения об отдельных заявках без упоминания лиц, представивших эти заявки, публикуются с шестимесячной задержкой. Требований об обязательном опубликовании информации о состоянии конкретных генерирующих установок нет, как нет и сайта, содержащего подобную информацию. Генерирующая установка может быть отключена со всеми возможными последствиями для расчета узловых цен, без немедленной передачи информации об этом на рынок.

Рыночная структура

Статистические данные о спросе и предложении на рынке PJM значительно изменились за последние годы в связи с быстрым расширением территории рынка. В 2004 году наблюдались три важных этапа: Этап 1 с 12 диспетчерскими зонами; Этап 2, когда в PJM также вошла диспетчерская зона ComEd, и Этап 3, когда к PJM присоединились компании American Electric Power и Dayton Power & Light. В 2005 году рынок PJM продолжил свое расширение после вхождения в него компаний Duquesne Light Company и Dominion.

В 2004 году пиковый спрос на расширенном рынке PJM составил 78 ГВт. Прогнозируемый пиковый спрос после расширения в 2005 году составляет 130 ГВт; общий объем потребления составляет около 700 ТВт. Общая

численность населения после расширения рынка в 2005 году составляет 51 миллион человек, проживающих в 13 штатах и в округе Колумбия.

В течение Этапа 1 рынок PJM являлся нетто-импортером: за первые четыре месяца 2004 года PJM импортировал около 7,2 ТВт. При расширении рынка в ходе Этапов 2 и 3 рынок PJM превратился в нетто-экспортера, причем объем нетто-экспорта составил около 5,5 ТВт в течение пяти месяцев Этапа 2 и около 3,9 ТВт в течение последних трех месяцев года. Благодаря этому в 2004 календарном году PJM оказался нетто-экспортером около 2,2 ТВт. По состоянию на 31 декабря 2004 года установленная мощность электростанций, удовлетворявших потребности нетто-экспорта и общий объем нагрузки, составила 144 ГВт, из них 41,5% было выработано электростанциями, работающими на угле; 28,4% – электростанциями, работающими на природном газе; 19,1% – атомными электростанциями; 7% – электростанциями, работающими на жидком топливе; 3,7% – гидроэлектростанциями; 0,3% – электростанциями, работающими на твердых отходах. В 2004 календарном году электростанциями, работающими на угле, было выработано 52,1% от общего объема выработанной электроэнергии; 36,9% поступило с атомных электростанций; электростанциями, работающими на природном газе, было выработано 7%; электростанциями, работающими на жидком топливе, выработано 1,1%; гидроэлектростанциями выработано 2,3%; 0,6% – электростанциями, работающими на твердых отходах. После расширения рынка в 2005 году общая установленная генерирующая мощность возросла до 164 ГВт.

После вхождения компании ComEd рынок PJM приобрел характерную особенность, которая особенно важна при проведении анализа структуры рынка: ComEd соединяется с другими областями PJM через магистраль, которая пролегает по географическому району, не входящему в рынок PJM.

К концу 2003 года компания American Electric Power Company была крупнейшей генерирующей компанией в PJM, которой принадлежало 17% от общей установленной мощности и которая вырабатывала 22% от общего объема электроэнергии в указанном году. Компания Exelon была второй по величине: на ее долю приходилось 13% установленной мощности и 23% от общего объема электроэнергии. На третьем месте стояла компания Public Service Enterprise Group (PSEG), на долю которой приходилось 9% установленной мощности и 6% от общего объема электроэнергии. Компании Exelon и PSEG объявили о намерении осуществить слияние. В ходе проверки последствий такого слияния для рынка, Отдел мониторинга рынка PJM проанализировал получающиеся

в результате рыночные доли. Было определено, что после слияния рыночные доли по установленной мощности распределятся следующим образом: образованная в результате такого слияния компания будет иметь рыночную долю в размере 29% вместо прежних 22%, кроме того, на рынке будет присутствовать еще одна компания с долей в размере 22% и по меньшей мере три компании, имеющие доли в размере 6% каждая. Было также отмечено, что принудительное разукрупнение 4500 МВт приведет к снижению концентрации рынка до уровня, предшествовавшего слиянию.

Регулирование рынка розничных поставок электроэнергии остается в компетенции комиссий штатов по вопросам деятельности коммунальных служб. В штатах, где потребителю предоставлено право выбора поставщика, существуют списки лицензированных поставщиков, из которых потребители могут выбирать. В Пенсильвании функционирует 40 лицензированных поставщиков, из которых примерно половина зарегистрирована в качестве поставщиков для клиентов любого типа, остальные обслуживают только индивидуальных и коммерческих потребителей. Аналогичная картина наблюдается и в других штатах, входящих в PJM, таких как Нью-Джерси и Мэриленд.

В PJM входит более 375 участников, имеющих генерирующие мощности и (или) обязательства по розничной поставке электроэнергии или осуществляющих только торговые операции.

Дополнительная литература.....

Учитывая тот факт, что рынки электроэнергии в США развиваются географически по принципу диспетчерских зон, а расширение рынков происходит путем постепенного присоединения диспетчерских зон с учетом законодательства штатов, представляется затруднительным составить полный обзор развития рынка. В исследовании Ханта (Hunt, 2002) предлагается подробное описание и анализ развития рынка в США, включая PJM. На интернет-сайте PJM (www.pjm.com) представлено большое количество материалов, описывающих различные аспекты этой модели рынка. Отдел мониторинга рынка ежегодно публикует отчет о состоянии рынка; в аналогичном отчете, публикуемом Федеральной комиссией по регулированию электроэнергетики, дается тщательный анализ всех рынков в США. Также было опубликовано большое количество статей, посвященных исследованию калифорнийского кризиса, различных аспектов рыночной модели PJM (включая ценообразование на основе локальных маржинальных цен и рынки мощности), а также анализу потенциала рынка.

БИБЛИОГРАФИЯ

Alberta Department of Energy, 2005 «Alberta's Electricity Policy Framework: Competitive – Reliable – Sustainable», Review of Alberta's electricity market, www.energy.gov.ab.ca

Australian Government, 2004, «Securing Australia's Energy Future», www.pmc.gov.au/initiatives/energy.cfm, Commonwealth of Australia, Canberra

Boot, Pieter, 2005, «Security of Electricity Supply – the Dutch Approach», presentation at IEA/NEA workshop *Security of Energy Supply for Power Generation – May 2005*, www.iea.org

Bushnell, James B., & Catherine Wolfam, 2005, «Ownership Change, Incentives and Plant Efficiency: The Divestiture of US Electric Generation Plants», CSEM Working Paper 140, University of California Energy Institute

Centre for Advancement of Energy Markets, 2003, «Estimating the Benefits From Restructuring Electricity Markets – An Application to PJM Region», www.caem.org

Council of Australian Governments Energy Market Review, 2002, «Towards a truly national and efficient energy market», Commonwealth of Australia

CPB, 2004, «Energy Policies and Risks on Energy Markets – A cost-benefit analysis», CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, The Hague

Cramton, Peter & Steven Stoft, 2005, «A Capacity Market that Makes Sense», conference paper, EPRI conference of Global Electricity Industry Restructuring – in Search of Alternative Pathways, May 2005, <http://www.irca.com/events/EPRI-AC/>

Danish Competition Authority, 2003, «Elsam og Energi E2 afgiver tilsagn så konkurrencen fremmes» («Elsam and Energi E2 gives consent that supports the improvement of competition»), press release, www.ks.dk

ECON Energy, 2003a, «2002: Hosten da tilsiget sviktet», www.econenergy.com

ECON Energy, 2003b, «Torrår i Norden – Vad Hände på kraftmarknaden», www.econenergy.com

ENEL, 2005, «ENEL Annual Report 2004», ENEL financial statement, www.enel.it

ESAA, 2002, «Electricity Australia 2002», Electricity Supply Association of Australia Limited, Melbourne

ESAA, 2004, «Electricity Australia 2002», Electricity Supply Association of Australia Limited, Melbourne

ETSO, 2004, «An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe», ETSO report on congestion management, www.etso-net.org

ETSO & EuroPEX, 2004, «Flow based market coupling», joint ETSO and EuroPEX proposal, www.etso-net.org

European Commission, 2000, «Commission allows merger of VEBA and VIAG subject to stringent conditions», Press release IP/00/613 on 13 June 2000, www.europe.eu.int, Brussels

European Commission, 2004a, «Trans-European Energy Networks: TENE Priority Projects», European Commission DG for Energy and Transport, www.europe.eu.int, Brussels

European Commission, 2004b, «EU Productivity and Competitiveness: An industry Perspective», European Commission DG Enterprise, www.europe.eu.int, Brussels

European Commission, 2005, «Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market: Technical Annexes», *Commission Staff Working Document*, European Commission DG for Energy and Transport, Brussels.

EFET-European Federation of Energy Traders, 2004, «Reforming the Management of Electricity Transmission Congestion in the EU Internal Market: an EFET Vision», EFET position paper, www.efet.org

European Parliament 2005b, European Parliament legislative resolution on the proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council Concerning Measures to Safeguard Security of Electricity Supply and Infrastructure Investment», www.europe.eu.int, Brussels

Европейский Союз, 2003а, «Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and repealing Directive 96/92/EC», *Official Journal of the Европейский Союз*, L 176/37-55, Brussels

Европейский Союз, 2003b, «Regulation (EC) No 1228/2003 of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity», *Official Journal of the Европейский Союз*, L 176/1, Brussels

Evans, Joanne & Richard Green, 2005, «Why did British Electricity Prices fall After 1998», *Department of Economics Working Paper*, WP 05-13, University of Birmingham

Federal Energy Regulatory Commission (FERC), 1996, «Order No 888, Promoting Wholesale Competition through Open Access», www.ferc.gov

von der Fehr, Nils-Henrik, Eirik S. Amundsen and Lars Bergman, 2005, «The Nordic Market: Signs of Stress», *The Energy Journal*, special issue on European Electricity Liberalisation

FERC, 2005, «State of Markets Report 2004», Annual FERC energy market report, www.ferc.gov

Flatabø, Nils, Gerard Doorman, Ove S. Grande, Hans Randen and Ivar Wangensteen, 2003, «Experience With the Nord Pool Design and Implementation», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2

FSE-Foreningen for Slutbrugere af Energy, 2003, «Klage til EU Kommissionen over svensk stop for dansk import af elektrisk kraft fra Sverige» («Compliant to the EU Commission over Swedish blocking of Danish import of electric power from Sweden»), letter from FSE to the European Commission, www.fse.dk

Green, Richard, 2004, «Electricity Transmission Pricing: How Much Does it Cost to Get it Wrong?», *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE 0466, The Cambridge-MIT Institute

Holmen, 2005, «Holmen signs electricity supply and energy efficiency agreements with Vatterfall», press release, www.holmen.com

Hunt, 2002a, «Making Competition Work in Electricity», John Wiley & Sons, New York

IEA, 2002a, «Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets», IEA/OECD, Paris

IEA, 2002b, «Security of Supply in Electricity Markets», IEA/OECD, Paris

IEA, 2003a, «Power Generation Investment in Electricity Markets», IEA/OECD, Paris

IEA, 2003b, «The Power to Choose – Demand Response in Liberalised Electricity Markets», IEA/OECD, Paris

IEA, 2004a, «Security of Gas Supply in Open Markets – LNG and Power at a Turning Point», IEA/OECD, Paris

- IEA 2004b, «World Energy Outlook 2004», IEA/OECD, Paris
- IEA/NEA, 2005, «Projected costs of generating electricity – 2005 Update», OECD/IEA Paris
- IEA, 2005a, «Russian Electricity Reform: Emerging Challenges and Opportunities», IEA/OECD, Paris
- IEA, 2005b, «Energy Policies of Spain», IEA/OECD, Paris
- IEA, 2005c, «Learning from the Blackouts: Transmission system security in competitive electricity markets», IEA/OECD Paris
- IEA, 2005d, «Act Locally, Trade Globally: Emissions trading for Climate Policy», IEA/OECD, Paris
- Joskow, Paul L., 2003, «The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the US», *Electricity Restructuring: Choices & Challenges*, eds. J. Griffin and S. Puller, University of Chicago Press.
- Joskow, Paul I., 2004, «Integrating Transmission Networks and Competitive Electricity Markets», presentation at IEA workshop *Transmission Network Performance in Competitive Electricity Markets*, www.iea.org
- Joskow, P. & Jean Tirole, 2004, «Reliability and Competitive Electricity Markets», Massachusetts Institute of Technology Department of Economics Working Paper Series, Working paper 04-17
- Littlechild, S., 2004, «Regulated and Merchant Interconnectors in Australia: SNI and Murraylink Revisited», *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE 0410, The Cambridge-MIT Institute
- Ministry of Petroleum and Energy, 2003, «Om forsyningssikkerheten for strøm mv.», Stortingsmelding nr. 18, www.oed.no
- NEMMCO, 2004, «Statement of Opportunities for the National Electricity Market 2004»
- NEMMCO, 2005, «Statement of Opportunities for National Electricity Market – Update 2004»
- Newbery, D. & M. Pollit, 1997, «The Restructuring and Privatisation of Britain's CEGB – Was it worth it?», *The Journal of Industrial Economics*, vol. 45, No 3, pp. 269-303, Blackwell Publishing Ltd
- Newbery, D., R. Green, K. Neuhoff, P. Twomey, 2004, «A Review of the Monitoring of Market Power», report prepared at the request of ETSO, www.etso-net.org
- Newbery, David, 2005, «Electricity Liberalisation in Britain», *The Energy Journal*, special issue on European Electricity Liberalisation
- Nordel, 2003a, «Action plan: Peak Production Capability and Peak Load in the Nordic Electricity Market», Nordic Council of Ministers and Nordel
- Nordel, 2003b, «Power and energy balances, today and three years ahead», www.nordel.org
- Nordel, 2004a, «Peak Production Capability and Peak Load in the Nordic Electricity Market», Summary report in the Nordel project on Peak Load Capability and Demand in the Nordic Electricity Market, www.nordel.org
- Nordel, 2004b, «Demand Response in the Nordic Countries – A background survey», A working document in the Nordel project on Peak Load Capability and Demand in the Nordic Electricity Market, www.nordel.org
- Nordel, 2004c, «Annual report 2003», www.nordel.org
- Nordel, 2005a, «Enhancing Efficient Functioning of the Nordic Electricity Market», www.nordel.org
- Nordel, 2005b, «Nordel to Finance Jointly Network Investments and to Streamline Market Rules», Nordel press release 28 February 2005, www.nordel.org
- Nordic Competition Authorities, 2003, «A Powerful Competition Policy: Towards a More Coherent Competition Policy in the Nordic Market for Electric Power», www.ks.dk, Copenhagen, Oslo and Stockholm
- Nord Pool, 2005, «Negative Prices in the Elspot market», Nord Pool message, www.nordpool.com
- NVE (Norwegian Water Resource and Energy Directorate), 2005, «Leverandørski fteundersøkelsen 4. kvartal 2004» (Report on retail switching 4th quarter 2004), www.nve.no
- OECD, 2005, «The Benefits of Liberalising Product Markets and Reducing Barriers to International Trade and Investment: the Case of the United States and the Европейский Союз», OECD Economics Department Working Paper 432, Paris
- OFGEM, 2004, «2003/2004 Electricity Distribution Quality of Service Report» OFGEM, London
- Oren, Shumel, 2005, «What is a natural capacity mechanism that will meet generation adequacy needs with minimal interference in energy markets?», conference paper, EPRI conference on Global Electricity

Industry Restructuring – in Search of Alternative Pathways, May 2005, <http://www.irca.com/events/epri-ac/>

Pfeifenberger, Johannes, Joseph Wharton & Adam Schumacher, 2004, «Keeping up with Retail Access? Developments in U.S. Restructuring and Resource Procurement for Regulated Retail Service», *The Electricity Journal*, vol. 10, pp. 50-64

PJM Interconnection, 2005a, «PM Annual Report 2004», www.pjm.com

PJM Interconnection, 2005b, «2004 State of the Market», www.pjm.com

PVO, 2005, «Annual report 2004», www.pohjolanvoima.fi

Rassenti, S. J., V. L. Smith & B. J. Wilson, (2001), «Turning off the Lights», *Regulation*, v. 24, no. 3, Fall 2001, The Cato Institute

South Australia Government Electricity Taskforce, 2001, www.treasury.sa.gov.au

Speckler, Jörg, 2005, «The Feasibility of Independent Power Production in Germany», conference paper, PowerGen Europe 2005 – Market Liberalisation: Lessons, realities & opportunities, Penn Well

Sydvest Energy, 2005, «Årsrapport 2004» (Annual report 2004), www.sydvestenergy.dk

Svenska Kraftnät, 2002, «Effektförseringen på den öppna elmarknaden» («The Capacity supply in the open electricity market»), www.svk.se

de Tomás, José Antonio, 2005, «Security of Energy Supply for Specific Technologies», presentation at IEA/NEA workshop *Security of Energy Supply for PowerGeneration – May 2005*, www.iea.org

TVO, 2005, «Annual Report 2004», www.tvo.fi

Vilnes, Olav, 2005, «Chasing the Insiders», *Montel Powernews*, No 3, Oslo.