

**Структура и организация российской
электроэнергетики в контексте
реформирования**

Аналитическая записка

**Департамент инфраструктуры и энергетики
Регион Европы и Центральной Азии
(ECSIE)**

Всемирный банк

Июнь 2004 г.

Структура и организация российской электроэнергетики в контексте реформирования

Содержание

1.	Введение и краткое содержание	1
1.1	Контекст.....	1
1.2	Краткие выводы.....	1
2.	Общий обзор российских реформ.....	4
2.1	Действующая структура отрасли и собственности	4
2.1.1	РАО «ЕЭС»	4
2.1.2	АО-энерго.....	5
2.1.3	Администратор торговой системы (АТС)	6
2.2	Предлагаемая долгосрочная целевая модель.....	6
2.2.1	Магистральные сети	7
2.2.2	Системный оператор и спотовый рынок.....	8
2.2.3	Распределительные сети низкого напряжения.....	8
2.2.4	Производство электроэнергии	9
2.2.5	Рынок услуг для электроэнергетики.....	10
2.2.6	Поставки (сбыт) электроэнергии потребителям	11
2.2.7	Муниципальное теплоснабжение.....	12
2.2.8	Оптовый рынок электроэнергии.....	12
2.3	Процесс достижения цели	13
2.3.1	Магистральные сети	14
2.3.2	Системный оператор	16
2.3.3	Распределительные сети	16
2.3.4	Производство электроэнергии	17
2.3.5	Поставки электроэнергии потребителям	20
2.3.6	Рынок переходного периода «5-15».....	20
3.	Вопросы и риски, связанные с реформированием российской электроэнергетики.....	24
3.1	Целевая структура.....	24

3.1.1	Структура и роль сетевой компании	24
3.1.2	Системный оператор и администратор спотового рынка	26
3.1.3	Размер и состав генерирующих компаний	27
3.1.4	Конкуренция на розничном рынке мелких потребителей	30
3.1.5	Методы и органы регулирования	32
3.2	Процесс реструктуризации	33
3.2.1	Интенсивный план реформирования с параллельной реализацией мероприятий	33
3.2.2	Сложность процесса реструктуризации	34
3.3	Структура оптового рынка и ценообразование на розничном рынке	35
3.3.1	Рынок «5-15»	35
3.3.2	Форма и результат использования договоров на поставки электроэнергии. 38	
3.3.3	Долгосрочные платежи за мощность или договора	40
3.3.4	Розничные цены, ТЭЦ и перекрестное субсидирование	43
4.	Выводы	45

Благодарность. Основной автор данного документа – Лэрри Раф, независимый консультант.

АКРОНИМЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АТС	Администратор торговой системы
ЦДУ	Центральное диспетчерское управление
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
РК	Распределительная компания
УДГ	Уточненный диспетчерский график
ФЭК	Ранее Федеральная энергетическая комиссия. Преобразована в ФСТ
ФЭКР	Федеральная энергетическая комиссия по регулированию США
ФСК	Федеральная сетевая компания
ФПП	Финансовые права на передачу
ФСТ	Федеральная служба по тарифам
ГП	Гарантирующий поставщик
ГЭС	Гидроэлектростанция
МРСК	Межрегиональная распределительная сетевая компания
НСО	Независимый системный оператор
ИТ	Информационные технологии
ММСК	Межрегиональная магистральная сетевая компания
АЭС	Атомная электростанция
ПДГ	Предварительный диспетчерский график
РСО	Региональная сетевая организация, которая может обслуживать несколько штатов США, например, РСО, обслуживающая штаты Пенсильвания, Нью-Джерси и Мэриленд
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РГК	Региональная генерирующая компания
СО	Системный оператор
ТГК	Территориальная генерирующая компания
ТЭС	Тепловая электростанция
ТГ	Торговый график
ОДУ	Объединенное диспетчерское управление
ЕЭС	Единая энергетическая система России
ОГК	Оптовая генерирующая компания

Аналитическая записка:
**Структура и организация российской электроэнергетики в
контексте реформирования**

Всемирный банк/ECSIE

Июнь 2004 г.

1. ВВЕДЕНИЕ И КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ

1.1 Контекст

В настоящий момент в России проводится крупномасштабная реструктуризация электроэнергетической системы с целью повышения ее экономической эффективности и привлечения инвестиций в отрасль путем создания в основном частных конкурентных генерирующих и сбытовых компаний. В настоящей аналитической записке представлен обзор и критические замечания относительно структуры отрасли и особенностей организации рынка, предусмотренных планом реформ, проводимых на Европейской территории России и Урале; планы по Дальнему Востоку и Сибири проработаны не столь детально и в какой-то степени отличаются от реформы в Европейской части и на Урале, в настоящей записке они не обсуждаются. В другой аналитической записке¹ описаны вопросы регулирования, связанные с проводимой в России реформой.

1.2 Краткие выводы

Безусловно, программа реформирования российской электроэнергетики является самой крупномасштабной и грандиозной из всех когда-либо проводимых реформ как относительно размера отрасли, которая реструктурируется, так относительно глубины и размаха проводимых или планируемых изменений. Реализация других программ реформирования от начального этапа до построения некой целевой модели заняла меньше времени, чем планируется в России, в которой проведение некоторых реформы началось еще в середине 1990-х гг., но целевая модель будет полностью внедрена не ранее 2008 года. Тем не менее ни одна другая программа реформирования не начиналась в таких сложных условиях или не предусматривала изменений или создания такого большого количества важнейших организаций и процессов для такой большой системы в ходе проведения одной комплексной программы.

В целом, общие выводы анализа в области отраслевой политики, представленные в настоящем документе, сводятся к следующему:

¹ «Перспективы политики и анализ режима регулирования в реструктурированной российской электроэнергетике». Июнь 2004 г.

1. **Целевая модель структуры отрасли и рынка.** Основные организационные структуры и рыночные процессы для построения целевой модели в России соответствуют и базируются на передовой международной практике и, на самом деле, подходят для России, например, разделение вертикально интегрированных предприятий на монопольные сетевые компании, системного оператора, организации спотового рынка и конкурентные генерирующие и сбытовые компании, а также создание системы централизованного единого диспетчерского управления и спотового рынка, основанного на использовании узловых маржинальных цен и финансовых прав на передачу. Но самая сложная задача состоит в том, чтобы определить детали и процесс продвижения к желаемой цели. Пока не вполне ясно ни то, ни другое, и изменения по ходу дела неизбежны, как это происходило и в других странах. Таким образом, важнейшие вопросы связаны с процессом реформирования, особенно с мероприятиями начального этапа, которые будут определять характер последующих действий. Возникают некоторые вопросы и беспокойство как в части содержания, так и сроков проведения некоторых мероприятий начального этапа.
2. **Процесс реформирования.** Запланированный процесс реформ является комплексным, и потребуется время для его завершения, отчасти потому, что любой процесс построения целевой модели в России с учетом условий, в которых сейчас находится Россия, будет комплексным и длительным, но также и потому, что план реформирования предусматривает достижение некоторых промежуточных целей, что усложняет и удлиняет процесс. Следует пересмотреть некоторые из указанных промежуточных целей, поскольку, возможно, польза от них незначительна и не может оправдать их включение в процесс из-за сложности и длительности периода, необходимого для их достижения. Ниже перечислены некоторые промежуточные цели, которые следует пересмотреть:
 - *Конкуренция на розничном рынке мелких потребителей.* Планом развития розничного рынка предусмотрено, что будет разрешена/будет установлено требование введения конкуренции на розничном рынке в отношении всех потребителей, даже мелких потребителей, как только начнет функционировать оптовый рынок, предположительно, в 2006-2008 гг. Конкуренция на розничном рынке мелких потребителей приносит мало пользы, приводит к значительным затратам и создает высокую степень риска, осложняет многие другие параметры функционирования рынка и, в любом случае, не является реалистичной целью с учетом нынешнего плана реализации реформы. Процесс реформирования стал бы значительно проще, если бы достижение данной цели было отложено на какой-то период времени, при этом потери были бы минимальными, а к этому вопросу можно было бы вернуться через пять-десять лет.
 - *Создание крупных генерирующих компаний.* Планом развития генерации, который более подробно обсуждается в последующих разделах, предусмотрено выделение генерирующих мощностей из состава существующих вертикально-интегрированных компаний для создания новых компаний, которые будут заниматься только производством электроэнергии, далее планируется провести их реорганизацию и создать 25-30 крупных генерирующих компаний (установленная мощность таких компаний будет составлять от 3,5 ГВт до 9,0 ГВт). Указанные

компании будут создаваться на базе разных типов электростанций (например, ГЭС, или ТЭС, ТЭЦ) до того, как их акции будут проданы портфельным инвесторам, это двухэтапный процесс, для завершения которого потребуются годы. Можно было бы упростить и ускорить процесс реструктуризации и даже, возможно, улучшить конечный результат, если бы более мелкие компании на более раннем этапе были проданы напрямую стратегическим инвесторам. В соответствии с аргументами, используемыми против данного подхода, стоимость активов более мелких компаний не очень высока по сравнению с активами более крупных компаний, и, возможно, промышленники/олигархи будут приобретать генерирующие мощности и использовать их для искажения конкуренции на рынках электроэнергии и других рынках. Но относительная стоимость небольших компаний по сравнению со стоимостью крупных компаний должна быть проверена рынком, а угроза создания покупателями неконкурентных промышленных структур возникнет быстро в любом случае, и данная проблема должна решаться антимонопольными органами.

- *Рынок переходного периода «5-15».* Рынок «5-15» так называется потому, что на нем будет осуществляться продажа от 5 до 15 процентов электроэнергии. Предполагается, что он будет обеспечивать переход к целевой модели рынка, основанного на использовании узловых маржинальных цен, но этот рынок настолько отличается от целевой модели, что на каком-то этапе его будет необходимо заменить рынком, основанном на использовании узловых маржинальных цен, который будет функционировать совершенно по-другому и приводить к получению совершенно иных результатов; опыт и ожидания от функционирования рынка «5-15» окажутся бесполезными или будут вводить в заблуждение. Переход будет проходить гораздо более плавно и, в конечном счете, даже быстрее, если рынок «5-15» будет заменен вариантом целевого рынка, основанного на использовании узловых маржинальных цен/финансовых прав на передачу, и если будут использоваться обязательные для исполнения прямые договоры для защиты потребителей от быстро меняющихся узловых маржинальных цен. В этом случае рынок переходного периода будет функционировать также, как и целевая модель рынка, и его узловые маржинальные цены будут схожи с узловыми маржинальными ценами целевого рынка, а поскольку со временем защита в виде обязательных для исполнения договоров будет уменьшаться, постепенно участники будут в большей мере попадать под воздействие узловых маржинальных цен, и стимулы, побуждающие их заключать коммерческие договоры, будут усиливаться.

3. **Сроки реализации реформы.** План реформирования российской электроэнергетики предусматривает завершение большинства мероприятий по реструктуризации предприятий и внедрению рынка в 2006 году, останется только завершить процесс обмена акциями для доведения доли участия в реорганизованных компаниях до запланированного уровня к 2008 году. Если фактическая реализация реформы будет отставать от данного плана не более чем на (скажем) один год, Россия выполнит крупномасштабную программу реформирования электроэнергетики быстрее, чем любая другая страна. Вероятно, это представляется возможным в российском контексте, но лица, отвечающие за реформу, должны внимательно следить за ходом

реформы, сравнивая достигнутый прогресс с планом, и быть готовы пересматривать планы и вносить изменения в ожидаемые результаты по мере необходимости.

2. ОБЩИЙ ОБЗОР РОССИЙСКИХ РЕФОРМ

В настоящем разделе приводится краткое описание качественных характеристик действующей в настоящий момент структуры отрасли, формы собственности и планируемых реформ в российской электроэнергетике. Речь идет только о Европейской территории России и Урале без учета Сибири и Дальнего Востока (на этой территории особенности реформирования определены в гораздо меньшей степени, и, вероятно, реформирование по своей форме и содержанию будет в значительной мере отличаться от уже идущих реформ), при этом описаны не все детали реформирования системы на Европейской территории России и Урале. Цель состоит не в том, чтобы описать детально российскую систему или процесс реформирования, а в том, чтобы представить исходную информацию для последующего обсуждения вопросов отраслевой политики.

2.1 Действующая структура отрасли и собственности

В настоящий момент на всех уровнях российской системы электроэнергетики доминирующее положение занимает РАО «ЕЭС», акционерное общество, которое было создано вместо централизованной структуры, планирующей и эксплуатирующей практически всю систему электроэнергетики бывшего Советского Союза. В течение последнего десятилетия попытки сделать электроэнергетику в большей мере ориентированной на бизнес процессы и привлечь частный капитал привели к созданию множества компаний со сложной структурой собственности во многих подсекторах отрасли. Ниже описана ситуация, сложившаяся на начало 2004 года:

2.1.1 РАО «ЕЭС»

В течение последнего десятилетия роль и структура собственности РАО «ЕЭС» в значительной мере изменились и по мере продолжения реформ изменятся еще в большей степени, пока РАО «ЕЭС» не прекратит свое существование в той форме, в которой оно функционирует в настоящий момент. Далее описана ситуация на начало 2004 года:

- В собственности государства находится приблизительно 51-52 процента акций РАО «ЕЭС», в собственности АО «Газпром», газовой монополии, контролируемой государством, находится 10 процентов акций РАО «ЕЭС», остальные акции принадлежат частным инвесторам.
- РАО «ЕЭС» владеет и эксплуатирует через свое 100% дочернее предприятие Федеральную сетевую компанию (ФСК) все магистральные линии электропередачи (220 кВ и выше), соединяющие все регионы страны (за исключением некоторых линий электропередачи напряжением 220 кВ, которые находятся в собственности и эксплуатируются региональными АО-энерго и в ходе реформирования будут переданы ФСК).
- РАО «ЕЭС» владеет и эксплуатирует через дочернее предприятие «Системный оператор» (СО) всю систему оперативно-диспетчерского управления магистральными сетями; СО включает Центральное диспетчерское управление

(ЦДУ) и семь объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), которые осуществляют оперативно-диспетчерское управление межрегиональными потоками, в ходе реформирования большинство региональных диспетчерских управлений (РДУ), которые в настоящий момент находятся в собственности и эксплуатируются АО-энерго, будет передано ЦДУ.

- РАО «ЕЭС» владеет, в некоторых случаях, через дочерние предприятия, собственником которых являются миноритарные акционеры, более 50% акций или, по крайней мере, контрольным пакетом всех крупных «федеральных» тепловых электростанций (ТЭС) и гидроэлектростанций (ГЭС), которые эксплуатирует.
- РАО «ЕЭС» напрямую принадлежит более 50% акций или, по крайней мере, контрольный пакет всех 75 региональных АО-энерго, за исключением четырех (См. ниже).

Все атомные электростанции (АЭС) находятся в собственности концерна «Росэнергоатом», полностью государственной компании.

2.1.2 АО-энерго

Семьдесят четыре региональные АО-энерго являются акционерными обществами со сложной и различной структурой собственности и выполняют разные функции. Что касается 70 АО-энерго из 74, РАО «ЕЭС» владеет более 50% акций или, по крайней мере, контрольным пакетом акций, остальные акции принадлежат местным органам власти и частным инвесторам. РАО «ЕЭС» также владеет 21 процентом акций АО «Башкирэнерго» и 14 процентами акций АО «Новосибирскэнерго». АО «Иркутскэнерго» и АО «Татэнерго» являются полностью независимыми от РАО компаниями.

АО-энерго выполняют разные функции и имеют разные активы, но обычно АО-энерго в пределах своего региона:

- владеет и управляет некоторыми региональными линиями электропередачи (220 кВ) и всеми распределительными системами низкого напряжения;
- владеет и управляет теплоэлектроцентралями (ТЭЦ), которые производят и электроэнергию, и пар или горячую воду для системы центрального отопления как для промышленных целей, так и для коммерческого/бытового использования;
- в некоторых случаях владеет и управляет ТЭС, которые не являются ТЭЦ, а также средними или малыми гидроэлектростанциями или каскадами таких электростанций;
- владеет и управляет сетями, по которым тепло подается от ТЭЦ некоторым крупным промышленным потребителям или местным распределительным системам, находящимся в собственности АО-энерго или муниципалитетов;
- исполняет функции сбыта электроэнергии и тепла (например, управление тарифами, снятие показаний со счетчиков, выставление счетов и т.п.);
- выполняет некоторые операции по оказанию услуг предприятиям отрасли (например, ремонт и техобслуживание электростанций);
- в некоторых случаях владеет и управляет региональными диспетчерскими управлениями (РДУ), которые осуществляют оперативно-диспетчерское

управление магистральными, распределительными сетями, генерацией АО-энерго, а также перетоками между АО-энерго и системой РАО «ЕЭС» (пока РДУ не будут переданы СО в ходе реформирования).

2.1.3 Администратор торговой системы (АТС)

Администратор торговой системы (АТС) был создан в 2001 году для управления торговлей на спотовом рынке и в настоящий момент обеспечивает функционирование рынка переходного периода «5-15», который будет обсуждаться в другом разделе настоящей аналитической записки. АТС был капитализирован, и в настоящий момент его собственниками в равных долях являются 28 юридических лиц, в том числе РАО «ЕЭС», генерирующие компании, более 50% акций которых принадлежат РАО «ЕЭС», а также другие компании, включая некоторых крупных потребителей; все учредители стараются обеспечить функционирование рынка и проявляют интерес к тому, как он функционирует. АТС имеет наблюдательный совет, который состоит из четырех производителей/поставщиков, четырех потребителей/продавцов и четырех публичных представителей (двух от Федеральной энергетической комиссии (ФЭК)² и двух от Государственной думы); такой совет оказывает некоторое влияние на решение технических вопросов, но большинство решений в области политики принимаются на общем собрании с участием 28 учредителей АТС.

2.2 Предлагаемая долгосрочная целевая модель

Долгосрочные структурные цели реформирования российской электроэнергетики и процесс их достижения описаны в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5». Стратегия получила такое название потому, что создание действующей системы на основе первоначальной структуры проводилось в течение пяти лет с 1998 г. по 2003 год, и предполагается, что потребуются еще пять лет для завершения процесса, который был начат РАО «ЕЭС» в 2003 году, к 2008 году. Долгосрочная целевая модель, представленная в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» кратко описана в настоящем разделе, а процесс достижения «точки Б» описан в следующем разделе.³

Целевая модель, описанная в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5», соответствует тому, что можно назвать «стандартной» моделью создания эффективной и результативной конкуренции на рынке электроэнергии. Главные особенности такой модели, которая все чаще рассматривается в качестве стандартной, состоят в следующем: конкурентные виды деятельности, то есть производство электроэнергии и ее сбыт (определяемый как продажа

² Правительство РФ рассматривало вопрос и затем внесло изменения в структуру регулирования в тот момент, когда готовилась настоящая аналитическая записка, в том числе было принято решение об упразднении (или, по крайней мере, изменении названия) Федеральной энергетической комиссии. Возможно, данные изменения будут иметь последствия для общего плана реструктуризации, но, по-видимому, они не повлияют на основное содержание настоящей аналитической записки, хотя, вероятно, некоторые ссылки на конкретные органы регулирования и управления устарели.

³ В настоящей аналитической записке все ссылки даются с указанием страниц в английском переводе, если иное не указано.

или маркетинг электроэнергии); регулируемые монопольные виды деятельности по передаче и распределению энергии во всей системе или в регионах; централизованная, более или менее единая система оперативно-диспетчерского управления/спотового рынка, отделенного от и независимого от любых участников конкурентных секторов генерации и сбыта; прямые договоры на поставку электроэнергии на основе финансовых договоров на разницу, которые хеджируют колебания цен на спотовом рынке.⁴ В соответствии с более развитыми версиями данной модели, спотовый рынок основан на использовании узловых маржинальных цен, которые отражают ограничения пропускной способности магистральных сетей (и, вероятно, маржинальные потери), и применении финансовых прав на передачу для страхования риска, связанного с быстро меняющимся размером платы за ограничения пропускной способности сети, определяемым узловыми различиями в узловых маржинальных ценах.

Такая стандартная модель рынка может функционировать с различной смешанной структурой государственной и частной собственности различных организаций-участников рынка, но, по крайней мере, большая часть новых генерирующих мощностей должна находиться в частной собственности, если действительно ставится цель создания какой-то конкуренции на оптовом рынке, и должны существовать частные поставщики/сбытовые компании, если достижение конкуренции на розничном рынке рассматривается в качестве важной цели.

2.2.1 Магистральные сети

Существующая Федеральная сетевая компания (ФСК) станет независимой компанией, которая после завершения реструктуризации будет владеть и эксплуатировать все магистральные линии электропередачи (220кВ и выше) в системе межсистемных линий связи, в том числе и те сетевые активы напряжением 220 кВ, которые в настоящий момент находятся в собственности АО-энерго; эксплуатация любых линий, которые (пока еще) не являются собственностью ФСК, должна осуществляться в соответствии с договорами, заключаемыми ФСК, и в соответствии с порядком, установленным ФСК. ФСК может функционировать на базе своих семи межрегиональных магистральных сетевых компаний

⁴ Основная альтернатива данной модели создания конкурентного рынка электроэнергии состоит в использовании модели, основанной на обеспечении доступа третьей стороны к монопольным услугам по передаче, предоставляемым организацией, которая также может являться крупным или даже доминирующим на рынке производителем/поставщиком, и на двусторонних прямых договорах, предусматривающих установление штрафов за отклонения в реальном масштабе времени объема производства (потребления) электроэнергии по договору от объема ее фактического производства (потребления). Модель, основанная на доступе третьей стороны/двусторонних договорах, используется почти во всей Европе, но еще предстоит доказать, что такая модель может поддержать эффективную и результативную конкуренцию. Рынок в Англии и Уэльсе, основанный на Новой системе торговли электроэнергией (NETA), представляет собой гибридную схему, в которой владелец/оператор магистральных сетей является независимой от предприятий генерации и сбыта организацией, использует централизованный «механизм балансирования», основанный на ценовых заявках, который НЕ предполагает использования эффективного спотового рынка, а устанавливает штрафы за отклонения в реальном масштабе времени объема электроэнергии по договору от фактического объема электроэнергии.

(ММСК), которые будут созданы в ходе реформы по существующим в настоящий момент объединенным энергетическим системам РАО «ЕЭС». Доля участия государства в ФСК будет составлять не менее 75% + одна акция, это минимальная доля участия, которая, по российскому законодательству, дает возможность государству контролировать принятие корпоративных решений о реструктуризации.⁵ В соответствии со Стратегией РАО «ЕЭС» «5+5» (стр. 11), Правительство РФ может принять решение об объединении ФСК и СО (См. ниже) для создания одной компании. Также рассматривается вариант сохранения ФСК в качестве независимой структуры и объединения СО и АТС для создания Независимого системного оператора (НСО).

2.2.2 Системный оператор и спотовый рынок

Системный оператор и спотовый рынок будут функционировать как самостоятельные организации, независимые от какого-либо участника рынка, и координировать свою деятельность, но при этом сохраняется некоторая неопределенность в части конечной организационной структуры и собственности. В Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» говорится, что существующий Системный оператор (СО) станет, подобно ФСК, самостоятельной компанией, при этом доля участия государства в акционерном капитале этой компании будет постепенно доведена до 75 процентов. Но существуют сильные логические и институциональные аргументы в защиту объединения функций оперативно-диспетчерского управления, которые будут выполняться СО, и функций спотового рынка, которые будут выполняться АТС, для создания независимого оператора системы/рынка, такого, как НСО в Региональной сетевой организации (РСО), которая обслуживает несколько штатов США, включая штаты Пенсильвания, Нью-Джерси и Мэриленд, или РСО в Нью-Йорке и Новой Англии, и такого, как независимый оператор рынка (НОР) в Онтарио. Также можно объединить все три организации, то есть ФСК, СО и АТС, в одну организацию, но данный вариант активно не рассматривается. Независимо от деталей, функционирование таких самостоятельных организаций инфраструктуры рынка поднимает важные вопросы управления, которые нуждаются в дальнейшей проработке в России.

2.2.3 Распределительные сети низкого напряжения

Распределительные сети низкого напряжения (ниже 220 кВ) будут выделены из состава АО-энерго и в конечном счете войдут в состав (не более пяти) межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК). Структура собственности таких компаний будет меняться комплексно в ходе их реорганизации, но предполагается, что, как только будет создана нормативная база, обеспечивающая открытый доступ к услугам по передаче и распределению электроэнергии, Правительство РФ может рассмотреть вопрос о приватизации принадлежащих государству пакетов акций в МРСК (стр. 13).

⁵ Данное требование о доведении доли участия в акционерном капитале до 75 процентов нацелено на обеспечение защиты миноритарных акционеров. В соответствии с законом «Об электроэнергетике», данное требование о 75 процентной доли участия не распространяется на АО-энерго, поэтому, начиная с января 2005 года, РАО «ЕЭС» может проводить корпоративные изменения, необходимые для реформирования, даже если его доля участия в большинстве АО-энерго будет составлять менее 75 процентов.

2.2.4 Производство электроэнергии

Сектор генерации будет конкурентным и, кроме АЭС и крупных ГЭС, в конечном счете полностью приватизирован. Невозможно контролировать или прогнозировать структуру частного сектора генерации на длительную перспективу, поскольку активы будут покупаться и продаваться на рынке для достижения коммерческих целей различных сторон. До сих пор обсуждаются некоторые альтернативные пути решения вопроса, связанного с теми электростанциями, которые находятся в собственности АО-энерго. Но, в соответствии с целевой структурой, описанной РАО «ЕЭС» в своей Стратегии «5+5» и последующих документах, будут созданы:

- **Одна государственная компания на базе атомных электростанций.** Все АЭС находятся в собственности государства, поскольку входят в состав концерна «Росэнергоатом» и, следовательно, не подконтрольны РАО «ЕЭС». Предполагается, что нынешняя структура собственности и структура АЭС не изменятся.
- **Четыре оптовые генерирующие компании на базе гидрогенерирующих активов (ОГК на базе ГЭС), более 50% акций которых принадлежит государству.** Гидроэлектростанции (ГЭС) будут разделены между четырьмя ОГК на базе ГЭС, одна из которых является крупной гидроаккумулирующей электростанцией, расположенной в Центрально-Европейской части России, и владеет большей частью гидроаккумулирующих активов страны. По операционным причинам ГЭС в каждом речном каскаде будут сохранены в составе одной компании. Доля участия государства в каждой ОГК на базе ГЭС будет составлять более 50%, предположительно, с целью обеспечения сохранения каскадных систем и исключения монопольного влияния на местный рынок, но также и для получения значительной экономической ренты после того, как такие электростанции, полностью амортизированные, начнут продавать электроэнергию по рыночным ценам, а не по себестоимости.⁶
- **Шесть частных оптовых генерирующих компаний на базе теплогенерирующих активов (ОГК на базе ТЭС).** В настоящий момент тепловые электростанции (ТЭС) принадлежат РАО «ЕЭС», и в конечном счете крупные ТЭС, находящиеся в собственности некоторых АО-энерго, будут переданы шести крупным ОГК на базе ТЭС. Установленная мощность каждой ОГК на базе ТЭС будет составлять около 9 ГВт, в состав каждой ОГК на базе ТЭС будут входить все тепловые электростанции

⁶ Альтернативное предложение, которое, очевидно, обсуждалось в Правительстве РФ, предусматривало создание одной ОГК на базе ГЭС вместо четырех, установленная мощность которой составляла бы более 20 ГВт. Такая компания могла бы стать инструментом перераспределения между регионами (например, из Европейской части России в Сибирь) ренты, получаемой благодаря разнице между относительно низкой стоимостью электроэнергии, вырабатываемой ГЭС, (с учетом практически амортизированных активов гидроэлектростанций) и свободными рыночными ценами на электроэнергию в Европейской части России. По всей вероятности, часть такой ренты могла бы использоваться для завершения строительства (недостроенных) гидроэлектростанций в Сибири, где нет возможности получить такую ренту, поскольку рынок электроэнергии в Сибири не либерализован, и цена определяется органом регулирования на основе метода затрат. Неясно, будет ли данное предложение реализовано.

старого типа, работающие на газе (без газотурбинного цикла) или угле и расположенные в разных регионах страны, в целях снижения монопольного влияния каждой ОГК на базе ТЭС на местный рынок. ОГК на базе ТЭС может заниматься сбытом и, предположительно, может быть разделена на компании меньшего размера, которые могут функционировать как самостоятельные компании или объединяться для создания других крупных компаний. Конечная цель государства состоит в продаже своей доли в ОГК на базе ТЭС.

- **Четырнадцать частных территориальных генерирующих компаний (ТГК), в собственности которых находятся теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).** В настоящий момент ТЭЦ находятся в собственности АО-энерго, которые будут реорганизованы в четырнадцать⁷ частных территориальных генерирующих компаний (ТГК) с установленной электрической мощностью 3,5-5 ГВт каждая⁸. Некоторые ТГК будут также владеть магистральными тепловыми сетями, по которым тепло передается от принадлежащих им ТЭЦ некоторым крупным потребителям и местным организациям, которые распределяют и продают тепло населению и другим потребителям. Однако некоторые миноритарные акционеры и инвесторы предлагают предположительно более легкие и более быстро реализуемые альтернативные планы реструктуризации, которые могли бы привести к использованию других схем перехода и созданию других конечных структур; указанные альтернативные варианты обсуждаются в последующих разделах.
- **Независимые генерирующие компании.** Предполагается, что четыре АО-энерго, которые не входят в состав РАО «ЕЭС», передадут свои генерирующие активы дочерним генерирующим компаниям; таким образом, будет выполнено предусмотренное законодательно требование отделения генерации от сетевого бизнеса к январю 2005 года. Нельзя заставить АО-энерго приватизировать свои генерирующие активы, хотя некоторые АО-энерго, возможно, примут именно это решение.

2.2.5 Рынок услуг для электроэнергетики

Деятельность по оказанию услуг, которые в настоящий момент АО-энерго предоставляют сами себе, то есть услуг по ремонту, техническому обслуживанию, информационным технологиям, будет выделена из состава АО-энерго для образования самостоятельных,

⁷ В Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» (стр. 35) упоминается о «приблизительно двадцати» ТГК, но в соответствии с последним планом РАО «ЕЭС», будет образовано 14 компаний: группа из 14 ТГК не включает генерирующие мощности, расположенные на Дальнем Востоке (вероятно, речь идет о еще 6 ТГК), где состав генерации, а также общий план реструктуризации еще не в полной мере разработан.

⁸ Цифры «3,5-5 ГВт» наиболее часто упоминаются. Если говорить точнее, то установленная мощность некоторых ТГК будет выходить за указанные пределы. ТГК, которые будут созданы на основе генерирующих активов АО «Мосэнерго» и АО «Ленэнерго», - одни из самых крупных, некоторые другие ТГК не такие крупные. Уставленная мощность активов всех ТГК, за исключением ТГК, создаваемой на основе АО «Мосэнерго», составляет от 2,5 ГВт до 7 ГВт.

частных и более или менее конкурентных сервисных компаний. В некоторых регионах специализированные сервисные компании будут по сути монополистами, поэтому достижение указанной цели может быть отложено или пересмотрено.

2.2.6 Поставки (сбыт) электроэнергии потребителям

Все конечные потребители смогут выбирать поставщика электроэнергии среди конкурирующих компаний, некоторые из таких компаний будут выделены из состава АО-энерго в ходе их реструктуризации, другие будут созданы независимыми организациями, например, ТГК. Для обеспечения поставок электроэнергии всем потребителям, даже тем, кто не выбрал или которым не нашлось конкурентного поставщика, или потребителям, чей поставщик разорился, в каждом регионе будет функционировать «гарантирующий поставщик» (ГП). ГП будет осуществлять поставки электроэнергии любому потребителю по оптовой рыночной цене, устанавливая приемлемую сбытовую надбавку для возмещения затрат и покрытия риска.

В течение трехлетнего переходного периода после предлагаемого внедрения рынка в 2006-2008 гг. необходимо обеспечить защиту «населения и других социально значимых групп потребителей» (стр. 18) от риска возможных колебаний цены на оптовом рынке.⁹ Для обеспечения такой защиты вводятся «обязательные прямые» договора между гарантирующими поставщиками и поставщиками электроэнергии с оптового рынка на объем потребления населения и иных групп потребителей по ценам, установленным на адекватном уровне, который должен «обеспечивать определенный уровень доходности» для оптовых поставщиков. ГП будут поставлять электроэнергию социально значимым группам потребителей по договорной цене, устанавливая приемлемую сбытовую надбавку.

Неясно, какие компании будут или каким компаниям будет разрешено исполнять функции гарантирующих поставщиков. Хотя в Стратегии «5+5» упомянуто (стр. 14), что гарантирующий поставщик является «регулируемым бизнесом» и «в отличие от конкурентной сбытовой [деятельности] его ...можно совмещать с деятельностью по распределению электроэнергии», и хотя закон «Об электроэнергетике» не исключает такой возможности, были высказаны сомнения относительно того, должна ли (и может ли) распределительная компания выполнять функцию гарантирующего поставщика. В Стратегии также говорится (стр. 15), что в ходе реорганизации АО-энерго будут созданы «конкурентные сбытовые компании», на которые будут возложены «функции гарантирующего поставщика, если иное не будет решено государством».

Непонятно, как будут организованы поставки электроэнергии и тепла, как сбытовые компании будут функционировать в рамках целевой модели. Неясно, насколько реально и желательно обеспечивать конкурентные поставки электроэнергии мелким потребителям, и

⁹ Договора для защиты потребителей и снижения неопределенности в ходе реструктуризации до начала функционирования рынка будут чрезвычайно полезны, принимая во внимание как результаты, так и длительность данного процесса. Но законом использование таких договоров не предусматривается, а без требования, установленного законодательно, заключать такие договора будет трудно.

существует неопределенность в части характеристик, роли и регулирования гарантирующих поставщиков. Возможно, тщательное изучение законодательства и документов, определяющих политику в данной области, даст ответ на некоторые фактические вопросы, но в целом складывается впечатление, что многие трудные вопросы, связанные со сбытом, в частности, обеспечение конкурентных поставок мелким потребителям, не были достаточно хорошо продуманы в России.

2.2.7 Муниципальное теплоснабжение

По-видимому, большинство АО-энерго принимает рекомендацию РАО «ЕЭС», в соответствии с которой за поставки тепла конечным потребителям должны отвечать ТГК, которым будут принадлежать ТЭЦ, вырабатывающие тепло вместе с электроэнергией. В некоторых случаях сами по себе тепловые распределительные сети будут выделены в самостоятельные предприятия, собственниками которых будут совместно ТГК, АО-энерго и муниципалитеты.

2.2.8 Оптовый рынок электроэнергии

Структура централизованного оптового рынка, которым будет управлять АТС (или, возможно, его правопреемник, который будет выполнять функции как АТС, так и СО), еще не определена детально, но предполагается, что модель рынка будет основываться на принципах успешно функционирующих рынков США, в основном структур, аналогичных Региональной сетевой организации (RSO), обслуживающей штаты Пенсильвания, Нью-Джерси и Мэриленд. Планируется внедрить экономичную (коммерческую) диспетчеризацию с применением ценовых заявок и учетом системных ограничений для обеспечения надежности функционирования системы в целях распределения нагрузки по всей системе с наименьшими затратами и одновременного определения узловых маржинальных цен при использовании финансовых прав на передачу для хеджирования рисков затрат, связанных с ограничением пропускной способности сети. Будет функционировать как рынок на сутки вперед, так и балансирующий рынок, работающий в реальном масштабе времени. Договора между производителями, торговыми брокерами/посредниками и поставщиками в основном будут представлять собой финансовые договора на разницу, хотя некоторые промышленные группы хотят использовать договора на «физические» поставки, которые, предположительно, обеспечивают покупателю по договору поставки физических объемов электроэнергии, вырабатываемой «его» электростанцией (электростанциями), указанной в договоре; вопрос о физических договорах обсуждается далее в одном из разделов аналитической записки.

Многие, особенно производители, убеждены в том, что спотовый рынок и краткосрочные (то есть менее чем на год или два) коммерческие договора, которые обычно заключают на спотовом рынке, не будут создавать стимулы для инвесторов строить новые генерирующие мощности или даже оплачивать существующие мощности по высоким ставкам. Даже введение дополнительных краткосрочных (например, ежемесячных или сезонных) обязательств по мощности или платы за мощность, которые применяются на некоторых рынках США, большей частью не поможет, поскольку доходы в виде платы за мощность оказываются непрогнозируемыми. Ввиду этого, торговлю на спотовом рынке и краткосрочные коммерческие договора следует заменить долгосрочной платой за

мощность или договорами, которые будут подписывать стабильные и крупные структуры, например Правительство РФ или СО. В Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» говорится о возможности введения «среднесрочного» «рынка мощности (или платы за мощность)», в случае необходимости дополнительного стимулирования инвестиций, но при этом не вполне осознаются глубокие последствия такого дополнительного нововведения. Вопрос о плате за мощность обсуждается далее в одном из разделов аналитической записки.

2.3 Процесс достижения цели

Представленная «стандартная» структура отрасли и рыночные процессы являются разумными, если их рассматривать в качестве долгосрочных целей даже для России, но расстояние до поставленной цели с учетом существующей сегодня в России системы громадное. Для создания целевой структуры вертикально интегрированные монополии, то есть РАО «ЕЭС» и АО-энерго, которые оно контролирует на Европейской территории России и Урале, должны быть разделены по видам деятельности и затем объединены в горизонтально интегрированные компании, число которых будет уменьшено. Для внедрения процессов целевой модели рынка необходимо заменить старый централизованный процесс оперативно-диспетчерского управления, который был основан (и по большому счету остается основанным) на жесткой очередности загрузки станций, физических объемах и квотах, единой системой диспетчерского управления/спотового рынка.

Далее рассматриваются детали процесса реструктуризации в каждом из основных секторов. Типичный процесс для каждого горизонтального сектора, то есть передачи по магистральным сетям, генерации, распределения, включает следующие шаги (рассмотрен упрощенный пример в целях обсуждения, который предусматривает создание только одной горизонтально интегрированной компании):

- Каждое вертикально интегрированное предприятие создает операционную дочернюю компанию и передает ей активы, предназначенные для горизонтально интегрированного предприятия, и затем выделяет эту дочернюю компанию в самостоятельную операционную компанию, при этом структура капитала операционной компании будет идентична структуре капитала материнской компании. Поскольку в настоящий момент РАО «ЕЭС» владеет или имеет более 50% акций в СО, ФСК, федеральных электростанциях и (почти) во всех АО-энерго, РАО «ЕЭС» будет владеть более 50% акций в каждой отделившейся компании. В тех случаях, когда доля участия РАО «ЕЭС» в указанных операционных компаниях, сформированных на первом этапе, составляет 75% + одна акция, оно может просто консолидировать их, создав более крупные компании, что предусмотрено целевой моделью, обменяв акции миноритарных акционеров на акции крупных компаний.
- В тех случаях, когда РАО «ЕЭС» не принадлежит 75%+ одна акция операционных компаний, сформированных на первом этапе, РАО «ЕЭС» создает собственную холдинговую компанию, передает свои пакеты акций, которые имеет в каждой новой операционной компании, холдинговой компании и делает предложение миноритарным акционерам поступить также, обменяв свои акции на акции холдинговой компании по коэффициенту обмена акций, который рассчитывается на основе аналитической оценки и переговоров. Когда миноритарные акционеры примут такое предложение, а для этого, возможно, РАО «ЕЭС» придется предложить привлекательные

коэффициенты обмена акций, которые будут обеспечивать получение премии за миноритарные акции, в действительности, доля РАО «ЕЭС» в холдинговой компании уменьшится.

- В тех случаях, когда холдинговая компания получит достаточно акций операционных компаний, она сможет выкупить оставшиеся акции миноритариев в обмен на акции холдинговой компании, с тем, чтобы операционные компании стали 100% дочерними предприятиями холдинговой компании. Далее операционные компании будут объединены в единую интегрированную операционную компанию, собственником которой будет РАО «ЕЭС» и другие организации.
- Доля участия государства в операционной компании, перешедшей на единую акцию, будет равняться его доли в РАО «ЕЭС», умноженной на уменьшившуюся долю участия РАО «ЕЭС» в компании, перешедшей на единую акцию (плюс акции, которые находятся в собственности любой другой компании, контролируемой государством, например, АО «Газпром»). Для доведения доли участия государства до планируемого уровня, то есть 75% + одна акция в инфраструктурных компаниях, 52% + одна акция ОГК на базе ГЭС, нулевая доля в ОГК на базе ТЭС, РАО «ЕЭС» может обменять акции одной компании на акции другой компании или приобрести или продать акции за денежные средства, например, продать акции генерирующих компаний и приобрести акции сетевой компании.
- В какой-то момент времени РАО «ЕЭС» и АО-энерго прекратят свое существование в теперешней форме, а их пакеты акций в различных операционных компаниях будут перераспределены между акционерами пропорционально их доли участия; по плану, это должно произойти приблизительно в 2006 году. Прямыми собственниками новых, горизонтально интегрированных компаний станут организации, которые ранее владели вертикально-интегрированными компаниями, то есть государство, АО «Газпром», частные инвесторы и т.п., а также любые лица, которые приобрели акции на рынке в течение данного процесса.

Описанный процесс является чрезвычайно сложным и длительным, и на нескольких стадиях требует обмена акций нескольких компаний, стоимость которых трудно оценить, фактически это гарантирует возникновение конфликтов и стратегическое поведение инвесторов. Миноритарные акционеры могут замедлить или заблокировать процесс на различных этапах, если они почувствуют, что им предлагают не самую лучшую цену или просто потому, что, по их мнению, они получают больше, если будут сдерживать процесс. Многие процессы могут пойти не в том направлении и не гарантируют успех. Но Правительство РФ и руководство РАО «ЕЭС» готовы продолжать реструктуризацию, и в целом миноритарные акционеры ее поддерживают, поскольку, по их мнению, если она будет проведена эффективно, капитализация компаний повысится, что отвечает их интересам. В конце концов, этот процесс может привести к желаемым результатам. Мероприятия в каждом секторе описываются в последующих разделах.

2.3.1 Магистральные сети

Создание новых компаний для выполнения монопольных инфраструктурных функций, возложенных в настоящий момент на РАО «ЕЭС», - относительно прямолинейный процесс, который по большому счету уже завершен. Государству принадлежит более 50

процентов акций РАО «ЕЭС», и, следовательно, оно имело (и использовало) возможность поручить РАО «ЕЭС» создать 100% дочернее предприятие (ФСК), в собственность которого перейдут магистральные сети РАО «ЕЭС», и еще одну компанию (СО), которая будет выполнять функцию централизованного управления технологическими режимами и в собственность которого перейдут соответствующие активы.

В настоящий момент некоторые АО-энерго владеют сетями напряжением 220 кВ, которые, в соответствии с целевой моделью, будут переданы ФСК. Для получения указанных активов ФСК создаст семь 100% дочерних Межрегиональных магистральных сетевых компаний (ММСК), которые на первом этапе по сути не будут иметь каких-либо активов, далее РАО «ЕЭС» использует свой контрольный пакет акций в АО-энерго (и тот факт, что, в соответствии с законом «Об электроэнергетике», требование о доли участия, составляющей 75 процентов, не распространяется на АО-энерго) для передачи сетей напряжением 220 кВ, принадлежащих каждому АО-энерго, в одну из ММСК в обмен на акции ММСК, используя некоторый коэффициент обмена, который будет отражать относительную стоимость сетей напряжением 220 кВ, находящиеся в собственности АО-энерго. В результате, АО-энерго, а не ФСК будет владеть большей частью акций ММСК.¹⁰

Далее ФСК попытается выкупить акции ММСК, которые принадлежат АО-энерго, «по рыночной цене», используя денежные средства, привлеченные ФСК либо с рынка капитала, либо полученные от государства, или продавая акции государству (по некоторой цене). Если ФСК не сможет выкупить акции ММСК у АО-энерго до реорганизации АО-энерго, вероятно, из-за оппозиции миноритарных акционеров¹¹, каждое АО-энерго распределит свои акции ММСК между своими акционерами пропорционально их доле участия. В этом случае РАО «ЕЭС» будет принадлежать более половины акций ММСК, которые будут переданы ФСК в обмен на акции ФСК. Миноритарным акционерам ММСК будет предложено обменять свои акции ММСК на акции ФСК, используя некоторый коэффициент обмена, и далее государство попытается увеличить свою долю участия в ФСК до планируемого уровня 75% + одна акция «всеми законными способами, в том числе за счет продажи или обмена доли государства в генерирующих компаниях» (стр. 11). ММСК смогут продолжить функционировать как самостоятельные

¹⁰ ФСК могла бы передать ММСК свои региональные сети напряжением 220 кВ для повышения своей доли участия в каждой ММСК на начальном этапе, но, по-видимому, был принят другой план.

¹¹ Поскольку РАО «ЕЭС» владеет контрольным пакетом акции АО-энерго, оно должно суметь «убедить» АО-энерго продать акции. Но так как РАО «ЕЭС» также владеет 100% пакетом акций ФСК, возникает конфликт интересов, например, если АО-энерго продают свои активы ФСК по слишком низкой цене, то РАО «ЕЭС» (и, следовательно, государство) получает выгоду в ущерб интересам миноритарных акционеров АО-энерго. Естественно, миноритарные акционеры АО-энерго проявляют осторожность или даже напрямую заявляют, что с недоверием относятся к плану продажи активов АО-энерго ФСК, и, возможно, у них найдутся правовые и политические рычаги влияния, которые создадут препятствия при осуществлении такой продажи.

операционные компании, контролируемые ФСК, или же перейти в одну операционную компанию ФСК.

Многие шаги данного процесса – передача сетей напряжением 220 кВ, принадлежащих АО-энерго, ММСК, приобретение ФСК акций ММСК, обмен акций ММСК на акции ФСК и приобретение акций ФСК государством – требуют проведения оценки комплексных активов и/или операционных компаний. Но в России нет рынков, на которых можно было бы оценить стоимость таких активов, и в любом случае стоимость такой регулируемой инфраструктурной компании, как ФСК и ММСК, во многом зависит от политики в области регулирования, которая пока еще не была определена.¹² Неудивительно, что миноритарные акционеры проявляют осторожность относительно данного процесса, и что в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» записано, что «сложность корпоративных процедур, связанных с данным вопросом, обуславливает необходимость его дальнейшего изучения и проработки» (стр. 11).

2.3.2 Системный оператор

Системный оператор был создан как 100% дочернее предприятие РАО «ЕЭС», которое в настоящий момент владеет и управляет Центральным диспетчерским управлением (ЦДУ) и семью объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ). Региональные диспетчерские управления (РДУ), находящиеся в настоящий момент в собственности АО-энерго, будут переданы СО в обмен на акции СО. На каком-то этапе СО будет выделено из РАО «ЕЭС» в самостоятельную компанию, которая будет иметь структуру собственности, идентичную РАО «ЕЭС», и государство должно будет приобрести акции СО для увеличения своей доли участия в СО до планируемого уровня 75% + одна акция. В ходе данного процесса будут возникать те же самые вопросы в части оценки активов, описанные в разделе о ФСК, но в этом случае проблемы должны быть менее серьезными, поскольку активы оперативно-диспетчерского управления стоят гораздо меньше и не такие разнообразные, как активы магистральных сетей.

2.3.3 Распределительные сети

Каждое АО-энерго выделит свои активы распределительных сетей в распределительную компанию (РК) с зеркальной структурой собственности, то есть РАО «ЕЭС» получит более 50 процентов акций (почти) во всех РК. РАО «ЕЭС» создаст до пяти 100% дочерних холдинговых компаний, которые будут называться межрегиональными распределительными сетевыми компаниями (МРСК), и затем передаст свои пакеты акций РК образованным МРСК. Миноритарным акционерам РК предложат обменять свои акции РК на акции МРСК (используя некоторый коэффициент обмена), чтобы в конечном счете

¹² Зависимость рыночной стоимости от политики регулирования может помочь решить проблему оценки активов различных инфраструктурных предприятий. Например, Правительство РФ могло бы установить некоторую «разумную» рыночную стоимость каждого инфраструктурного предприятия в ходе его реструктуризации и затем позволить органам регулирования разрешить каждому такому предприятию зарабатывать рыночную норму прибыли на основе своей балансовой стоимости, которая первоначально определяется как рыночная стоимость, устанавливаемая государством. Не ясно, понимают ли в России, как работает данный принцип, или ведется ли обсуждение данного вопроса.

все акционеры владели только акциями МРСК, а РК стали 100% дочерними предприятиями МРСК. И в этом случае возникают серьезные вопросы оценки активов и защиты миноритарных акционеров.

В соответствии со Стратегией РАО «ЕЭС» «5+5» (стр. 12), «в результате такого обмена доля РАО «ЕЭС» в МРСК может снизиться до уровня не менее 49%».¹³ В течение реорганизации РАО «ЕЭС» в 2006 году будет создана другая холдинговая компания, владеющая акциями всех МРСК, принадлежащими РАО «ЕЭС», доля государства в которой составит не менее 52 процентов. После завершения реорганизации РАО «ЕЭС» и создания нормативно-правовой базы, обеспечивающей недискриминационный доступ к магистральным и распределительным сетям, государство может приватизировать принадлежащие ему пакеты акций МРСК путем их продажи.

2.3.4 Производство электроэнергии

Именно реструктуризация сектора генерации привлекает наибольшее внимание и создает наибольшие опасения в России, предположительно, потому, что генерирующие активы являются самыми привлекательными для инвесторов и наиболее важными для создания конкуренции. В настоящем разделе дается краткая характеристика процессов реорганизации, описанных в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5», по разным сегментам сектора генерации.

- **Оптовые генерирующие компании на базе гидрогенерирующих активов (ОГК на базе ГЭС).** Создание четырех ОГК на базе ГЭС – относительно легкий процесс, поскольку гидроэлектростанции, которые будут включены в их состав, в настоящий момент находятся в полной собственности РАО «ЕЭС». РАО «ЕЭС» создает четыре 100% дочерние холдинговые ОГК на базе ГЭС и передает каждой компании предназначенные ей ГЭС/каскады ГЭС. После выделения из РАО «ЕЭС» такие компании будут представлять собой «производственно-финансовые холдинги», структура капитала каждого холдинга будет идентична структуре капитала РАО «ЕЭС». ОГК на базе ГЭС могут продать акции негосударственным организациям, при условии сохранения доли участия государства в капитале компании на уровне, превышающем 50 процентов. Продажа акций ОГК на базе ГЭС поможет профинансировать приобретение акций ФСК, ММСК и СО.
- **Оптовые генерирующие компании на базе теплогенерирующих активов (ОГК на базе ТЭС).** В какой-то степени создавать шесть ОГК на базе ТЭС будет труднее, чем ОГК на базе ГЭС, поскольку часть акций некоторых ТЭС уже принадлежит миноритарным акционерам, а некоторые станции находятся в собственности АО-энерго. Но по сути дела будет использоваться тот же принцип: РАО «ЕЭС» создает

¹³ Не понятно, почему было введено ограничение на уровне 49 процентов; было бы более разумно установить предел на уровне 51 процента. На начальном этапе в собственности РАО «ЕЭС» будет находиться более 50 процентов акций АО-энерго и, следовательно, РК, поэтому его доля участия в РК не должна быть ниже 50 процентов, если только оно не заплатит повышенную цену (при покупке акций РК) для приобретения акций РК, принадлежащих миноритарным акционерам.

(или уже создало) дочерние предприятия на основе каждой ТЭС и шесть 100% дочерних ОГК на базе ТЭС; РАО «ЕЭС» передает свои акции в каждой ТЭС конкретной ОГК на базе ТЭС и предлагает миноритарным акционерам и АО-энерго поступить таким же образом, обменяв свои акции на акции ОГК на базе ТЭС; в тех случаях, когда ОГК на базе ТЭС владеет достаточным количеством акций ТЭС, она может выкупить остальные акции у миноритарных акционеров для создания интегрированной операционной компании с переводом на единую акцию. Трудность и противоречивость всего описанного процесса очевидна: оценка стоимости различных акций, участвующих в обмене. РАО «ЕЭС» заключило контракт с компанией «Делойт и Туш» для разработки единой методики оценки бизнеса. Конечная цель Правительства РФ состоит в продаже всей доли участия государства в ОГК на базе ТЭС и использовании полученных средств для приобретения акций ФСК, ММСК и СО.

- **Территориальные генерирующие компании (ТГК).** Создание ТГК станет самой сложной задачей реструктуризации сектора генерации. Возникает неопределенность как из-за присущей сложности активов и оперативно-диспетчерского управления ТЭЦ, так и из-за метода реструктуризации, выбранного Правительством РФ и/или РАО «ЕЭС». Процесс реструктуризации, описанный в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5», представлен в общих чертах выше: каждое АО-энерго из приблизительно 55 АО-энерго, которые имеют активы ТЭЦ, будет выделять их из своего состава для создания одной или нескольких региональных генерирующих компаний (РГК), структура капитала которых будет идентична структуре капитала головного АО-энерго; РАО «ЕЭС» создает (по последним данным) 14 холдинговых ТГК и затем передает каждой ТГК акции РАО «ЕЭС» в РГК, которые должны войти в состав этой ТГК; миноритарным акционерам РГК будет предложено обменять свои акции РГК на акции конкретной ТГК; когда каждая ТГК будет иметь достаточное количество акций РГК, будет осуществлен перевод на единую акцию. Далее каждая ТГК будет либо объединять свои РГК для создания интегрированной операционной компании, либо проводить реорганизацию своих РГК для их укрупнения и сохранения своего статуса холдинговой компании.¹⁴

Общий процесс реструктуризации, основанный на выделении активов для создания операционных компаний, которые затем будут переданы холдинговым компаниям, которые в свою очередь будут преобразованы в операционные компании с переводом на единую акцию, может рассматриваться в качестве разумного варианта, если не возникает проблем с созданием первых операционных компаний, например, когда РАО «ЕЭС» выделяет из своего состава все тепловые электростанции или каскады

¹⁴ Возможность консолидации РГК для создания более крупных РГК, входящих в состав холдинговой компании ТГК, предусматривается Стратегией РАО «ЕЭС» «5+5», в соответствии с которой (стр. 14), РАО «ЕЭС» «готово способствовать проведению таких мероприятий [консолидации]». Нет особого смысла объединять РГК, если только объединенные РГК не будут оставаться операционной компанией, входящей в состав холдинга ТГК (или если они не будут выделены из состава АО-энерго для создания самостоятельной операционной ТГК).

ГЭС для создания одной операционной компании. Но ТЭЦ являются частью комплексных, интегрированных АО-энерго, чувствительных к политической ситуации; они занимаются поставками не только электроэнергии, но и поставками тепла коммерческим потребителям и населению (это чрезвычайно политически чувствительная задача в условиях весьма холодного климата и большой доли бедного населения), создают рабочие места для тысяч людей, и их деятельность подлежит сложному регулированию. Создание каждой РГК потребует выделения и перевода соответствующих активов и сотрудников, а также подготовку и финансирование балансов. Необходимо назначить и обучить руководителей высшего звена и членов управляющих советов работе в новых компаниях, чтобы они могли принимать решения о последующих обменах акциями и реструктуризации на основе надлежащей информации. Только в этом случае можно будет оценить/договориться о стоимости каждой РГК для последующего обмена акций РГК на акции ТГК в целях создания ТГК и перевода компании на единую акцию. Далее потребуются вновь провести реструктуризацию РГК для создания более крупных операционных компаний, что является конечной целью.

Трудности и задержки, возникающие из-за подхода, описанного в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5», к созданию операционных ТГК, привели к тому, что некоторые миноритарные акционеры предложили альтернативные подходы, предусматривающие исключение из данного процесса этапа создания операционных РГК и создание сразу ТГК. Хотя несколько альтернативных вариантов различаются в деталях, суть их состоит в том, что каждое АО-энерго будет переводить свои активы ТЭЦ непосредственно ТГК в обмен на акции ТГК и далее будет распределять акции ТГК среди акционеров пропорционально их доли участия в акционерном капитале АО-энерго. РАО «ЕЭС», являющееся мажоритарным акционером АО-энерго, получает в этом случае более половины акций каждой ТГК, которые оно могло бы обменять, напрямую или на основе продажи и покупки за денежные средства, на акции инфраструктурных компаний. Предполагается, что благодаря этому будет осуществлена быстрая передача генерирующих активов частным инвесторам и инфраструктурных активов государству.

Исключение из данного процесса этапа создания РГК и создание ТГК, которые будут иметь активы разных АО-энерго, напрямую не снимает вопроса о необходимости определения стоимости активов ТЭЦ, их передачи и перевода сотрудников из каждого АО-энерго, при этом дополнительно будет необходимо провести оценку активов ТЭЦ каждого АО-энерго, прежде чем можно будет приступить к реализации первого шага этого процесса; возможно, потребуется больше времени для создания ТГК напрямую, чем на основе создания РГК в качестве промежуточного шага на пути к созданию ТГК. Но если активы будут переведены напрямую ТГК, это означает, что будет необходимо создать всего лишь приблизительно двадцать, а не пятьдесят пять операционных компаний на первом этапе, после создания не придется реструктурировать такие компании еще раз до их продажи частным инвесторам. Поэтому, вероятно, исключение этапа создания РГК ускорит процесс полной приватизации ТГК и приблизит день, когда частные владельцы смогут приступить к разделению ТГК на части и их реструктуризации для достижения своих целей независимо от того, будет ли это положительным или отрицательным моментом с точки зрения государственной

политики. Процесс, в рамках которого АО-энерго продают свои активы ТЭЦ напрямую ТГК, возможно, приведет к тому, что стратегические инвесторы предложат АО-энерго более высокую цену и приобретут некоторые ТЭЦ.

Когда была завершена работа над данной аналитической запиской (начало мая 2004 г.), стало известно, что Совет директоров РАО «ЕЭС» рассматривает предложение руководства по ускорению создания операционных ТГК. В соответствии с данным предложением, ТГК будут создаваться до или параллельно с выделением генерирующих активов из состава АО-энерго и займутся управлением некоторых генерирующих активов в рамках договоров аренды. Остальные мероприятия будут проводиться по плану, то есть генерирующие активы будут выделены из состава АО-энерго, консолидированы в РГК и затем консолидированы в соответствующие ТГК, хотя некоторые из перечисленных активов уже будут использоваться ТГК. Благодаря этому шагу ТГК станут операционными компаниями на более раннем этапе, но при этом предполагаемая структура ТГК останется прежней.

2.3.5 Поставки электроэнергии потребителям

В Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» (стр. 15) написано, что в результате реорганизации АО-энерго будут «создаваться сбытовые компании», которые «будут выполнять функции ГП [гарантирующих поставщиков], (если иное не будет решено государством)» и, возможно, входить в состав местной распределительной компании. Ожидается, что другие поставщики, не аффилированные с АО-энерго, появятся в большей или меньшей степени сами по себе. Если государство предоставляет статус ГП поставщику, который не является лицом, аффилированным с АО-энерго, лицо, аффилированное с АО-энерго, станет конкурентным поставщиком.

Стратегией РАО «ЕЭС» «5+5» предусмотрено, что все потребители, даже мелкие потребители, будут вправе покупать электроэнергию у конкурентного поставщика розничного рынка уже в самом начале функционирования оптового рынка, но не дается обоснования или не приводятся причины, объясняющие, почему такой шаг является реалистичным, или желательным, или необходимым. ГП должен обеспечивать поставки населению и иным социально-значимым группам потребителей по ценам, которые в течение трехлетнего переходного периода, будут определяться, в основном, обязательными прямыми договорами, подписывать которые придется генерирующим компаниям в обязательном порядке в течение процесса реструктуризации.

2.3.6 Рынок переходного периода «5-15»

Пока будет проводиться реорганизация и создание различных компаний, АТС будет управлять процессом переходного периода, который получил название рынок «5-15», поскольку он использует правила и понятия рынка, на котором, как предполагается, будет продаваться 5-15% объемов электроэнергии. Предположительно, цель данного процесса состоит в том, чтобы предоставить возможность оператору и потенциальным участникам рынка приобрести опыт и обрести уверенность в работе рынков электроэнергии, а также начать устанавливать цены, которые будут показывать, что следует ожидать, как только рынок, предполагающий использование узловых маргинальных цен, заработает в полную силу. Рынок «5-15» был запущен частично 1 ноября 2003 года, и стал функционировать в

полном объеме 1 января 2004 года, хотя доля электроэнергии, фактически продаваемая и покупаемая на этом рынке, незначительна.

Как детально описывается в работе Сорокина,¹⁵ рынок «5-15» не является рынком в настоящем смысле этого слова, но представляет собой сложную и не вполне логичную схему механизмов оперативно-диспетчерского управления и осуществления платежей. Вкратце, рынок «5-15» является рынком на сутки вперед и функционирует приблизительно на основе следующих принципов:

- Ежедневно все (оптовые) потребители направляют СО «заявки» с указанием почасового потребления на предстоящие сутки, фактически, это информация о плановом потреблении без указания цены. СО составляет предварительный диспетчерский график (ПДГ) производства электрической энергии на предстоящие сутки. ПДГ основан на применении установленных правил СО в части составления графика производства электроэнергии и, следовательно, является графиком объемов производства электроэнергии, которые обеспечивают фактическое плановое потребление с учетом критериев СО в части надежности функционирования системы.¹⁶ СО направляет предварительный диспетчерский график Администратору торговой системы (АТС) вместе с информацией о состоянии передающей системы, объемах производства электроэнергии на гидроэлектростанциях, требованиях по резервам мощности и т.п.
- Для тех потребителей и производителей, которые решают¹⁷ стать участниками рынка «5-15», АТС уменьшает объем электроэнергии, запланированный в ПДГ, на 30 процентов для потребителей и на 15 процентов для производителей. Такие уменьшенные объемы становятся базовыми объемами на рынке «5-15», то есть уменьшенные объемы электроэнергии будут продаваться и покупаться по регулируемым ценам. АТС принимает рыночные ценовые заявки от потребителей и производителей, в которых указываются дополнительные объемы сверх сниженных объемов, запланированных в ПДГ, которые каждый потребитель готов купить на

¹⁵ Игорь Сорокин, «Краткий обзор механизмов Оптового рынка электроэнергии (мощности) на переходный период».

¹⁶ По-видимому, процесс составления графиков распределения нагрузки и диспетчеризации унаследован из старой системы физических заданий и квот. Он основан на системе определения очередности выработки электроэнергии АЭС, электростанциями, которые должны работать в вынужденном режиме для стабилизации передающих сетей, русловыми ГЭС и ТЭЦ, которые должны работать в вынужденном режиме для производства тепловой энергии, а также на основе ежемесячных плановых объемов выработки электроэнергии энергии (или потребления топлива) по каждой тепловой электростанции.

¹⁷ Хотя участие в работе рынка «5-15» является добровольным, плата за мощность всех электростанций уменьшается на 15 процентов на том основании, что цены на электроэнергию на рынке «5-15» будут достаточно высоки, чтобы возместить как затраты на энергию, так и затраты на мощность, то есть у электростанций нет возможности полностью работать на секторе рынка с регулируемыми ценами, и, следовательно, по экономическим причинам они вынуждены принимать участие в работе свободного рынка.

рынке «5-15» по разным ценам, а каждый производитель готов продать по разным ценам.

- АТС осуществляет коммерческую диспетчеризацию с учетом системных ограничений для обеспечения надежности функционирования системы в два этапа, каждый раз используя одну и ту же полную узловую модель передающей системы. В течение первого этапа коммерческой диспетчеризации, который называется «Проблема П», устанавливается потребление по суммарным объемам электроэнергии, запланированным в ПДГ, которые представляют фактическое плановое потребление, далее на основе заявок, полученных на рынке, и регулируемых цен производителей составляется Торговый график (ТГ) на сутки вперед, то есть график распределения произведенной электроэнергии, на основе минимизации совокупных затрат на производство электроэнергии для удовлетворения указанного потребления, которые измеряются довольно искусственно¹⁸.
- АТС направляет торговый график СО, который определяет соответствие данного графика критериям надежности системы; если график таким критериям не соответствует, СО вносит в него изменения и составляет уточненный диспетчерский график (УДГ) в котором, в реальности, определяется плановое фактическое производство электроэнергии в системе для удовлетворения фактического планируемого потребления с учетом выполнения критериев надежности системы, установленных СО. Ввиду того, что этап «Проблемы П», решаемой АТС, начинается с ПДГ, который составляется СО, и включает те же самые системные ограничения, которые используются СО, не должно быть значительного расхождения между ПДГ, составляемым СО, и ТГ, составляемым АТС.
- На втором этапе коммерческой диспетчеризации с учетом системных ограничений для обеспечения надежности функционирования системы, который называется «Проблемой К», АТС уменьшает объемы электроэнергии, запланированные в ПДГ, на 30 процентов как для потребителей, так и для производителей, и затем выясняет, при какой диспетчеризации максимизируются «выгоды от торговли» или «социальное благосостояние» на основе ценовых заявок покупателей и ценовых заявок продавцов на рынке «5-15», при условии учета различных ограничений, ограничивающих объемы электроэнергии, которые могут или должны продаваться по различным ценам, например, ни один производитель не вправе продавать более 15 процентов своего объема электроэнергии, запланированного в ПДГ, на рынке «5-15» или продавать менее 85 процентов своего объема электроэнергии, запланированного в ПДГ, по

¹⁸ Функция затрат, которая должна быть уменьшена, измеряет стоимость объемов электроэнергии на рынке «5-15» по цене предложения, но при этом измеряет стоимость регулируемой выработки по ее регулируемым ценам, *умноженную на 10*. Это фактически гарантирует то, что все предложения по рыночной цене будут включаться в график распределения нагрузки до предложений с регулируемой ценой (хотя так и происходит в любом случае, принимая во внимание то, что регулируемые цены включают составляющую, обеспечивающую возмещение затрат на мощность), это приводит к тому, что распределение нагрузки должно зачастую приводить к установлению неэффективных и бесполезных узловых маржинальных цен (которые не используются ни для какой цели и, вероятно, которые даже нельзя четко вычислить).

регулируемым ценам, суммарный объем потребляемой электроэнергии, который покупается на рынке «5-15», не может превышать 15 процентов суммарного объема электроэнергии, запланированного в ПДГ, и т.п. Для расчетов на рынке «5-15» используются узловые маржинальные цены и объемы электроэнергии на рынке «5-15», которые устанавливаются с учетом этого искусственного ограничения.

- Если бы рынок «5-15» был реальным рынком, то это бы означало, что каждый потребитель потреблял бы только тот объем электроэнергии, который бы он купил на этом рынке, плюс 70 процентов объема электроэнергии, запланированного в ПДГ, которые он имел бы право приобрести по регулируемым ценам, и платил бы высокую цену за поставки с балансирующего рынка, работающего в реальном масштабе времени, или штрафы за отклонение за любое потребление, превышающее указанный объем. Но покупатели знают, что на рынке «5-15» независимо от того, как много или как мало они купят на этом рынке, они могут принять весь объем электроэнергии, который они указывали в своей первоначальной «заявке», направленной СО – в действительности, они должны его принять или же заплатить штраф за отклонение – и заплатить по регулируемым ценам за тот объем электроэнергии, который они покупают сверх объема, определенного рынком. Поэтому в реальном масштабе времени фактическое потребление (приблизительно) составляет тот объем электроэнергии, который был спрогнозирован СО на стадии планирования на сутки вперед, а выработка электроэнергии должна быть распределена для удовлетворения этого фактического потребления, даже если расчеты на рынке «5-15» были проведены по небольшому объему потребляемой или вырабатываемой электроэнергии.
- В конечном счете, использование ПДГ и УДГ, решение на основе рынка «5-15», уточнение, необходимое для покрытия фактической нагрузки в реальном масштабе времени и (не обсуждавшиеся в этом разделе) прямые договора нескольких типов определяют конкретный объем электроэнергии, который каждый потребитель должен потребить и каждый производитель должен произвести каждый час в реальном масштабе времени. Отклонения или дисбаланс между этими величинами и объемом производства или потребления в реальном масштабе времени, которые превышают допустимый порог отклонений в ± 5 процентов для покупателей и ± 3 процента для продавцов, приводят к возникновению платежей за отклонение, которые определяются на основе формул и зависят от регулируемых цен независимо от того, было ли отклонение положительным или отрицательным, и возникло ли оно при выполнении инструкций СО или нет.

По сравнению с современными рынками электроэнергии, функционирующими в других странах, самая очевидная проблема с рынком «5-15» состоит в том, что это не настоящий рынок, а сложный и во многом специально созданный процесс для определения того, как будет распределяться нагрузка, и установления платежей. Однако в России самая часто упоминаемая проблема, связанная с рынком «5-15» заключается в том, что он имеет тенденцию устанавливать цены, которые слишком занижены. Поскольку каждый час потребители автоматически покупают по регулируемым ценам тот объем электроэнергии, который они не покупают на рынке «5-15», у них нет стимула указывать в своей заявке цену, превышающую регулируемую цену. Но производители не могут произвести более 85 процентов объема электроэнергии, который они указывают для СО, если они не участвуют в работе рынка, поэтому у них появляются сильные стимулы конкурировать

друг с другом за дополнительные продажи, предлагая низкие цены. В результате цены на рынке «5-15» постоянно и значительно ниже регулируемых цен на электроэнергию, которые обычно сами по себе ниже долгосрочных маржинальных затрат на поставку электроэнергии. Принимая во внимание то, что в России имеется значительный объем избыточной мощности, цены ниже долгосрочных маржинальных затрат сами по себе не свидетельствуют о том, что рынок функционирует неэффективно; но, следуя логике функционирования рынка «5-15», даже если у России был бы оптимальный объем и состав генерирующих мощностей, цены на рынке «5-15» были бы значительно ниже долгосрочных маржинальных затрат.

Хотя самая очевидная проблема с рынком «5-15» состоит в том, что цены, устанавливаемые на этом рынке, слишком низкие, есть и другие проблемы, которые не так очевидны, но которые, возможно, могут оказаться такими же серьезными. Данные проблемы и их последствия обсуждаются в следующем разделе.

3. ВОПРОСЫ И РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С РЕФОРМИРОВАНИЕМ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Цель данного документа не состоит в том, чтобы представлять детальные критические замечания или детальные рекомендации касательно реформы электроэнергетики, которую планируется провести в России. Но, вероятно, полезно обратить внимание на те особенности предлагаемой реформы в России, которые связаны с важнейшими вопросами отраслевой политики, или которые могут потенциально приводить к возникновению серьезных проблем, если реформы не будут должным образом реализованы. В данном разделе обсуждаются особенности реформирования и их последствия, а также предлагаются некоторые альтернативные подходы или, по крайней мере, высказываются некоторые предостережения. В начале раздела речь идет о целевой модели рынка, далее описывается процесс реструктуризации, а в последней части – механизмы торговли и договорных отношений.

3.1 Целевая структура

Целевая модель, представленная в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5», соответствует модели конкурентного рынка электроэнергии, которая все чаще рассматривается в качестве стандартной. В целом данная модель подходит для России, но ее детали должны соответствовать конкретным характеристикам России. И даже стандартная модель, хотя в целом она функционирует успешно, обладает рядом недостатков. На такие недостатки, которые, возможно, и учитываются в России, необходимо обращать больше внимания. В настоящем разделе рассматриваются некоторые особенности целевой модели, действие которых может создавать проблемы для России, хотя их действие в других странах является эффективным. Кроме того, отмечаются некоторые особенности, действие которых в других странах не является в полной мере положительным, и, вряд ли, ситуация в России окажется лучше.

3.1.1 Структура и роль сетевой компании

Единая сетевая компания для всей страны соответствует стандартной модели, но не является ее обязательным атрибутом. В такой большой стране, как Россия, может быть

создано несколько региональных сетевых компаний, которые на начальном этапе будут функционировать как региональные монополии, конкурируя при этом с другими сетевыми компаниями при предоставлении определенных услуг и даже реализации новых проектов строительства магистральных сетей, особенно, на границе между регионами. Такая дополнительная конкуренция среди сетевых компаний может предоставить потребителям и тем, кто занимается планированием развития сетей, более качественную информацию и предлагать больше вариантов действий.

Государственная собственность на активы сетевой компании, или даже нескольких сетевых компаний также соответствует стандартной модели, но это также не является обязательным или, во многих случаях, рекомендуемым требованием. Надлежащим образом регулируемые частные монополии как правило функционируют более эффективно, чем монополии, находящиеся в собственности государства, поскольку у них более сильные стимулы добиваться лучших результатов, больше гибкости при решении вопросов, связанных с персоналом, и больше возможностей противостоять политическому давлению при принятии решений о персонале и инвестициях. Но для надлежащего регулирования сетевой монополии необходимы сильные органы регулирования, поэтому в России государственная форма собственности в важнейших инфраструктурных монополиях, возможно, является наилучшим решением, пока не будут созданы адекватные органы регулирования.

Самые большие вопросы, связанные с сетевой компанией, которая в России называется ФСК, - также самые серьезные вопросы, с которыми сталкиваются рынки электроэнергетики в других странах: как принимать решения о том, когда и где строить новые передающие мощности, и кто должен финансировать такое строительство. Надежда на то, что «рынок» каким-то образом найдет ответы на эти вопросы, предоставив участникам рынка стимулы для определения вариантов строительства магистральных сетей, выберет какие-либо варианты и затем с готовностью профинансирует их, оказалась несбыточной. Узловые маржинальные цены и финансовые права на передачу могут предоставить какую-то информацию и создавать стимулы, необходимые для принятия решений и создания мотиваций для инвестирования в развитие магистральных сетей, но в конце концов необходимо централизованное планирование и регулирование. Возможно, в течение какого-то времени России не придется вкладывать значительные средства в развитие магистральных сетей, но в конечном счете ей придется разработать механизмы планирования, отбора и финансирования инвестиций.

Естественно, что в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» ничего не говорится о планировании строительства магистральных сетей и инвестициях в сети, поскольку это корпоративный план реструктуризации активов РАО «ЕЭС», а не политическое заявление о развитии всей системы. Но непонятно, почему в законе «Об электроэнергетике» или документах Правительства РФ, определяющих отраслевую политику, не содержится никаких положений о таком серьезном вопросе, как планирование развития магистральных сетей и соответствующих инвестиций, что является гораздо более серьезным вопросом. По всей вероятности, предполагается, что ФСК будет принимать решения о том, когда реализовывать проекты строительства магистральных сетей, будет осуществлять их строительство и владеть всеми линиями электропередачи, которые, по ее мнению, ей необходимы, и при этом будет возмещать затраты через какие-то тарифы. Такой

односторонний процесс достаточно эффективен в интегрированной монополии, но нецелесообразен или даже нереален в рыночной системе электроэнергетики. Для принятия решения о том, что строить и кто будет финансировать строительство, необходим совместный процесс, участниками которого будут системный оператор, субъекты рынка, орган (органы) регулирования и собственник сетей. Собственник сетей должен помочь определить и проанализировать варианты развития сетей, и, вероятно, но совсем не обязательно, построить, владеть и эксплуатировать новые сети. Но владелец сети не может сам все сделать, может быть, он даже не является той организацией, которая должна возглавить данный процесс, и, без всякого сомнения, не должен быть той стороной, которая принимает окончательное решение, то есть ФСК не может обладать полномочиями решать самостоятельно, что она будет строить, и заставлять кого-либо финансировать такое строительство.

3.1.2 Системный оператор и администратор спотового рынка

В Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» говорится о том, что СО – самостоятельная компания, деятельность которой регулируется соответствующими государственными органами, но при этом нет никакой информации о том, как будет осуществляться управление СО, или как Системный оператор будет принимать решения. Понятно, что в документе РАО «ЕЭС» о корпоративном планировании эти вопросы не затрагиваются, но вызывает серьезное беспокойство то, что в законе «Об электроэнергетике» и заявлениях Правительства РФ об отраслевой политике также не содержится никакой информации о том, как будет осуществляться управление важнейшими инфраструктурными монополиями и их регулирование, или как будут приниматься решения по всей системе. В Стратегии предполагается, что СО, как и ФСК, будет обычной компанией, управление которой осуществляется советом директоров, избираемым акционерами, с целью увеличения капитализации компании в условиях ограничений в области регулирования. Это не является надлежащим или, по крайней мере, обычным способом организации и управления независимого системного оператора. По крайней мере, должен быть учрежден независимый совет по вопросам политики, который должен обеспечивать надежное и эффективное функционирование системы, а не только увеличение капитализации компании.

В Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» практически не говорится о том, что будет представлять собой АТС в будущем, поскольку АТС не входит в состав РАО «ЕЭС», поэтому его описание еще более схематично, чем описание СО. Подразумевается, что АТС сохранит свой статус, или со временем произойдут некоторые изменения его нынешнего статуса. В настоящий момент его собственниками являются 28 участников рынка, а управление осуществляет наблюдательный совет, структура которого не является в полной мере оптимальной, а полномочия не прописаны четко. Потребуется более эффективные схемы управления.

Ключевые вопросы касательно СО и АТС состоят в том, следует ли их объединить и создать одного независимого оператора рынка и системного оператора, и как они будут друг с другом взаимодействовать, если будут продолжать функционировать как самостоятельные структуры. Логические и практические доводы в защиту их объединения для создания Независимого системного оператора (НСО) убедительны, особенно принимая во внимание принятое решение об использовании коммерческой

диспетчеризации с учетом системных ограничений для обеспечения надежности функционирования системы для одновременного определения физических объемов производства (потребления) электроэнергии и узловых маржинальных цен на рынке. Либо СО должен взять на себя функции спотового рынка АТС и стать НСО, вероятно, сохранив АТС в качестве самостоятельной организации, которая будет обрабатывать заявки и производить расчеты, осуществлять торговлю производными инструментами и т.п., или следует создать новую структуру, то есть НСО, которая объединит все функции СО и АТС. В любом случае должен быть создан совет по вопросам отраслевой политики в целях обеспечения надежности функционирования системы и эффективной работы рынка, а не только максимизации капитализации компании.

3.1.3 Размер и состав генерирующих компаний

Целевая структура сектора производства электроэнергии предусматривает создание небольшого количества крупных компаний. Действительно, четко определенная цель реструктуризации состоит в «максимально возможном укрупнении созданных компаний при условии экономической эффективности для бизнеса и акционеров и недопущения монополии/олигополии» (стр. 21 и стр. 40 в несколько иной формулировке). Другими словами, ставится цель создания максимально крупных компаний при условии экономической эффективности и недопущения ограничения конкуренции, а не обеспечения максимальной эффективности и/или конкуренции при условии некоторых ограничений в части минимального размера компаний. В настоящем разделе обсуждается вопрос о необходимости или разумности постановки цели создания максимально крупных компаний.

Разумно иметь только одну крупную компанию на основе атомных электростанций ввиду необходимости специализированных умений и навыков и жесткого контроля АЭС, а также ввиду того, что АЭС в основном являются ценопринимающими станциями, которые потенциально обладают незначительным монопольным положением. Возможно, также имеет смысл создать несколько оптовых генерирующих компаний на основе гидрогенерирующих активов (ОГК на основе ГЭС) под контролем государства, принимая во внимание предположительную необходимость сохранения каскадов электростанций в составе одной компании и осуществления контроля за экологическими и иными последствиями выработки электроэнергии на ГЭС (хотя государственная собственность на активы ГЭС не гарантирует их эксплуатацию в интересах населения). Но целевая модель предусматривает создание всего лишь шести оптовых генерирующих компаний на базе тепловых генерирующих активов (ОГК на основе ТЭС) с уставной мощностью около 9 ГВт каждая, а также 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК) с установленной мощностью входящих в их состав ТЭС от 3,5 до 5 ГВт. По сравнению с крупнейшими генерирующими компаниями в других странах, такие компании не будут особенно крупными. Но, вероятно, для использования эффекта масштаба не нужно создавать такие крупные компании, которые будет достаточно сложно продавать стратегическим инвесторам, и которые потенциально будут создавать проблемы, связанные с монопольным положением, даже если их состав будет определяться с учетом

опасений в части возникновения монопольного положения (такие опасения были учтены¹⁹).

В Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» указано, что основная причина создания максимально крупных компаний с учетом ограничений по эффективности и конкуренции состоит в том, что потенциальные партнеры, потребители и, особенно, портфельные инвесторы, хотят иметь крупные, финансово устойчивые компании. По данным из неофициальных источников, у Правительства РФ и/или РАО «ЕЭС» есть и другие причины, объясняющие их желание создать несколько крупных компаний, например, опасения, вызванные тем, что более мелкие компании будут куплены стратегическими инвесторами или олигархами, цели которых, возможно, не соответствуют целям создания эффективного и конкурентного оптового рынка, а также желание создать крупные российские компании, который смогут успешно функционировать на мировых рынках в качестве «национальных чемпионов». Стоит отметить, что, по-видимому, привлечение стратегических инвесторов, иностранных или российских, не является главной целью.

Довод, в соответствии с которым российские генерирующие компании должны быть крупными для получения возможности эффективно функционировать на мировых рынках, не является убедительным; новые приватизированные генерирующие компании, которые стали работать в условиях чрезвычайно конкурентного рынка генерации, почти все неизменно несли значительные убытки. В соответствии с другими аргументами в защиту создания крупных генерирующих компаний в ходе реструктуризации, считается, что решение о том, как следует группировать генерирующие активы для создания успешно функционирующих компаний, следует принимать нынешним чиновникам в Правительстве РФ и руководству РАО «ЕЭС», а не рынку; поэтому им следует определить и внедрить целевую структуру, которую будет трудно изменить.

Портфельные инвесторы, многие из которых являются иностранцами или представляют их интересы²⁰, способствовали повышению курса акций РАО «ЕЭС», поскольку в течение последнего десятилетия РАО «ЕЭС» стало более стабильной и, очевидно,²¹ более

¹⁹ Детальное моделирование конкретного рынка может продемонстрировать, что некоторые генерирующие структуры *будут* создавать проблемы, связанные с монопольным положением на рынке, но в редких случаях на основе моделирования можно убедительно доказать, что некоторые структуры *не будут* создавать проблемы, связанные с монопольным положением на рынке. Местное монопольное положение, возникающее из-за ограничений пропускной способности сетей, может стать проблемой даже в случае небольших компаний или компаний, состоящих из одной электростанции, а компании, в состав которых входит несколько электростанций, могут найти множество тонких способов манипулирования проблемой ограничения пропускной способности сетей.

²⁰ В соответствии с российским законодательством, иностранцам не разрешается напрямую владеть акциями РАО «ЕЭС», но российские компании, которые владеют акциями РАО «ЕЭС», могут продавать свои акции или «депозитарные расписки» иностранным инвесторам и продают их. В течение последних нескольких лет такие инвесторы заработали большую прибыль, поскольку акции РАО «ЕЭС» и некоторых АО-энерго резко возросли в цене.

²¹ РАО «ЕЭС» унаследовало от Советского Союза систему с незначительными долгами (благодаря учету по принципу поступления), с избыточными производственными мощностями

прибыльной компанией. Такие инвесторы предпочитают крупные, стабильные и даже монополистические компании, поскольку внешним участникам легче оценивать активы и вести мониторинг деятельности компаний, акции которых относительно ликвидны. Также, вряд ли портфельные инвесторы, особенно, если их много и каждый владеет всего лишь небольшим пакетом акций компании, сумеют организовать успешную кампанию для изменения состава руководства компании, ее политики или структуры. Понятно, что руководство РАО «ЕЭС» хочет создать крупные компании такого рода, которые будут привлекательны для указанной группы инвесторов.

В настоящий момент стратегическими инвесторами в электроэнергетике являются российские промышленные компании, которые хотят извлечь выгоду благодаря контролю за активами электроэнергетики в своих собственных коммерческих целях. Например, топливные компании, возможно, хотят создать для себя рынки сбыта или увеличить стоимость своего топлива, а, вероятно, промышленные компании хотят обеспечить надежные поставки электроэнергии для своей деятельности. Такая вертикальная интеграция может иметь надлежащее экономическое и коммерческое обоснование, если оптовый рынок является крайне неэффективным, но не имеет под собой прочной основы, если цель реформы состоит в создании открытых и эффективных рынков. Существуют опасения, что причина, по которой промышленные группы хотят контролировать активы электроэнергетики, заключается в том, чтобы улучшить или защитить свои позиции в других странах или монополизировать саму электроэнергетику (что будет реально осуществимо только в тех регионах, в которых имеются ограничения по пропускной способности магистральных сетей и которые не могут принимать электроэнергию из других регионов.)

Ввиду того, что цель реформы электроэнергетики в России – ликвидация монополии РАО «ЕЭС» и АО-энерго, стратегические инвестиции в отрасль со стороны российских энергокомпаний маловероятны и не имеют обоснований. Но иностранные энергокомпании должны, в принципе, заинтересоваться такими стратегическими инвестициями. Иностранная компания могла бы приобрести несколько электростанций или несколько распределительных компаний, внести капитал, технологические и управленческие ресурсы и создать эффективное и прибыльное предприятие. Интерес

(благодаря резкому сокращению промышленного производства в российской экономике), с тарифами, устанавливаемыми гораздо ниже полных затрат, учитывающих создание новых мощностей, и неспособностью собирать платежи среди потребителей даже по таким заниженным тарифам. РАО «ЕЭС» в целом решило проблему сбора платежей (и даже погашает часть некоторой задолженности, накопившейся за прошлый период) и в настоящий момент имеет значительный положительный поток денежных средств несмотря на то, что тарифы по-прежнему ниже восстановительной стоимости основных фондов; ввиду низкой или нулевой балансовой стоимости таких активов и отсутствия долгов, в этом случае поток денежных средств означает высокую прибыль.

иностранцев к таким стратегическим прямым инвестициям в России был незначительным, поскольку на рынке не предлагались для продажи какие-либо стратегические активы.²²

Независимо от своей конечной цели стратегические инвесторы по определению хотят приобрести весь пакет акции или, по крайней мере, контрольные пакеты акций компаний или физических объектов. Возможно, если будут создаваться крупные генерирующие компании, которые могут «переварить» только крупные стратегические инвесторы, риск «захвата» предприятий отрасли российскими олигархами, некоторые из которых, например, крупные нефтяные компании, могли бы купить весьма крупные компании, будет снижаться, а может быть, такой риск сохраняется. Но если отрасль будет продаваться слишком большими кусками, это будет ограничивать количество потенциальных покупателей, и рынку будет труднее определить структуру отрасли, а вероятность стратегических инвестиций иностранных энергокомпаний с технологией и системой управления, которые могли бы быстро привести к серьезным улучшениям, уменьшится.

3.1.4 Конкуренция на розничном рынке мелких потребителей

Конкуренция на розничном рынке, по крайней мере, среди поставщиков мелких потребителей, является дорогостоящей и трудно выполняемой задачей, выгода от такой конкуренции может быть незначительной по сравнению с альтернативными способами осуществления поставок мелким потребителям, при этом легко допустить ошибки, которые будут иметь серьезные последствия. Даже на тех рынках, на которых конкуренция на розничном рынке «срабатывает» и считается успешно выполненной задачей, первоначальные затраты на ее внедрение оказались чрезмерно высокими, например, около миллиарда (10^9) долларов США в Англии и Уэльсе, и было так трудно продемонстрировать выгоды от ее внедрения, что в лучшем случае была получена небольшая норма прибыли на инвестированный капитал. Есть еще один более важный фактор: настоятельное требование внедрить конкуренцию на розничном рынке среди поставщиков мелких потребителей осложняет функционирование других сегментов рынка, затрудняет достижение других целей и повышает риск совершения ошибок. Например, производителям трудно заключать долгосрочные договора на рынке с серьезной конкуренцией в секторе розничной торговли, при этом проблемы в Калифорнии возникли по большому счету из-за неспособности выявить и должным образом разрешить конфликт между конкуренцией на розничном рынке и прогнозируемыми стабильными розничными ценами.

Из-за описанной реальной ситуации конкуренция на розничном рынке в других странах развивается медленно и даже была отменена на тех рынках, на которых ее первоначально

²² РАО «ЕЭС» пытается заинтересовать какую-нибудь западную компанию и подписать с ней договор на управление существующей новой парогазовой станцией, расположенной в Петербурге, но не смогла добиться поставленной цели. Либо неопределенность на российском рынке настолько велика в настоящий момент, либо договор на управление не является привлекательным, либо то и другое. Особенно непривлекательной особенностью договора является то, что он запрещает компании, подписавшей такой договор, покупать эту электростанцию, если она выставляется на продажу в конце срока действия договора.

активно внедряли, особенно, в США. Внедрить конкуренцию на розничном рынке в России будет еще сложнее, чем в других странах по многим причинам, в том числе из-за неразвитости системы учета электропотребления, системы расчетов и выставления счетов, нормативно-правовой базы; бедности и ограниченного коммерческого опыта большей части населения; институциональной и социальной сложности функций, традиционно возлагаемых на АО-энерго. Пройдут годы, прежде чем можно будет преодолеть эти и другие проблемы, и внедрение конкуренции в розничной торговле станет реалистичной задачей или будет приносить пользу большей части населения России.

С учетом данной ситуации, России следует рассмотреть вопрос о переносе внедрения конкуренции на розничном рынке мелких потребителей на 5-10 лет. В противном случае, если продолжать заявлять о том, что внедрение конкуренции на всем розничном рынке является целью на ближайшую перспективу, даже если реально ее нельзя достичь в течение многих лет, то это будет создавать нереалистичные ожидания, отвлекать ограниченные институциональные и финансовые ресурсы, необходимые для достижения более важных и реалистичных целей, и повышать риск внедрения неэффективных и нерезультативных форм конкуренции на розничном рынке. Было бы лучше признать, что в ближайшие несколько лет конкуренция на розничном рынке среди поставщиков мелких потребителей не является практически реализуемой или полезной, и исходить из того, что без внедрения такой конкуренции задача упрощается, что идет на пользу.

Исключение цели внедрения конкуренции на розничном рынке как цели программы реформирования на ближайшую перспективу будет иметь следующий результат:

- Крупные потребители по-прежнему смогут воспользоваться выгодами от внедрения конкуренции, присоединившись к оптовому рынку или заключив договор с одним из нескольких специализированных конкурентных поставщиков. Будет легко управлять сотнями или тысячами образовавшихся участников оптового рынка по сравнению с ситуацией, когда на рынке появляются миллионы мелких, не имеющих приборов учета, неопытных потребителей и множество конкурентных поставщиков, которые должны их обслуживать.
- Бизнес электроснабжения в секторе розничной торговли мог бы остаться регулируемой монополией, аффилированной с распределительным бизнесом; не нужно будет разделять эти виды деятельности для создания самостоятельных конкурентных поставщиков и гарантирующих поставщиков (ГП) или решать множество сложных вопросов, связанных с регулированием, возникающих в тех случаях, когда конкурентная деятельность осуществляется бок о бок с регулируемой деятельностью.
- Далее, можно было бы потребовать, чтобы поставщики-монополисты, деятельность которых регулируется, подписывали договора на поставки электроэнергии на основе регулируемого конкурсного отбора поставщиков и определения договорных цен; регулирование данного процесса не является легким, но оно в какой-то степени

аналогично регулированию, которое необходимо ввести для регулирования ГП в соответствии с действующей Стратегией РАО «ЕЭС».²³

- Если бы срок действия договоров, заключаемых поставщиками-монополистами, был бы достаточно длительным, то производители получили бы долгосрочные договора, которые, по их словам, им необходимы для обоснования инвестиций в российскую электроэнергетику.

Ввиду трудностей, возникающих при попытках сделать конкуренцию на всем розничном рынке реальностью или определять ее в качестве серьезной задачи на ближайшую перспективу, стоит рассмотреть альтернативный вариант переноса достижения данной цели на несколько лет.

3.1.5 Методы и органы регулирования

Методы и органы регулирования целевого рынка, как уже упоминалось во вступительной части, рассматриваются в отдельной аналитической записке по политике в области регулирования. Данные вопросы упоминаются в настоящем разделе только для того, чтобы подчеркнуть, что органы регулирования в электроэнергетике обладают гораздо меньшей самостоятельностью, ресурсами, опытом и полномочиями в России по сравнению с другими странами, в которых были созданы конкурентные рынки электроэнергии.

Повышение потенциала системы и органов регулирования в России до уровня, позволяющего им адекватно решать вопросы, связанные с конкурентной электроэнергетической отраслью (что не равносильно достижению уровня, сопоставимого с возможностями органов регулирования в развитых рыночных экономиках), потребует времени и ресурсов, вероятно, больше времени, чем предусмотрено нынешним планом реструктуризации, и больше ресурсов, чем будет выделяться для бюджетов органов регулирования. Вряд ли произойдет задержка в реструктуризации для получения возможности создать необходимый потенциал в области регулирования, но проведение реструктуризации в условиях такой неразвитой системы регулирования повышает риск

²³ В Стратегии РАО «ЕЭС» указано, что ГП будут просто продавать электроэнергию по оптовой цене. Но единственным непротиворечивым определением «оптовой цены» является цена спотового рынка, вероятно, ее усредненная величина в течение прошедшего учетного периода, например, месяца, и обычно существует серьезное политическое противодействие, не позволяющее подвергать мелких потребителей риску, связанной с оптовой ценой, даже если используется ее усредненная величина за месяц. Если ГП будет продавать электроэнергию конечным потребителям по какой-то прогнозной или договорной цене, органы регулирования должны решить, какие договора представляют рынок, какие прогнозы должны учитываться, кто будет нести затраты в тех случаях, если прогнозы оказались неточными или когда договорная цена оказывается выше рыночной, и т.п. Процесс, в котором розничные поставщики, деятельность которых регулируется, осуществляют конкурсный отбор для подписания договоров с оптовыми поставщиками, нередко и все более часто используется в США, и даже в тех штатах, которые ставили (или по-прежнему ставят) цель внедрения конкуренции на всех сегментах розничного рынка.

того, что структуры или деятельность новых компаний будет приводить к снижению конкурентоспособности и эффективности рынка.

Нет эффективных путей решения этой дилеммы. Но наличие дилеммы свидетельствует о том, что было бы неразумно торопиться с реструктуризацией, особенно, при выполнении тех задач, выгода от которых невелика, а нагрузка на систему регулирования высока, например, внедрение конкуренции на розничном рынке среди поставщиков мелких потребителей.

3.2 Процесс реструктуризации

Даже самая эффективная целевая структура отрасли и рынка не гарантирует успешной реализации реформы электроэнергетики (или любой другой отрасли): также необходимо хорошо разработать переходный период и реализовать его. В этом отношении стоит прокомментировать несколько особенностей процесса, описанного в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5»

3.2.1 Интенсивный план реформирования с параллельной реализацией мероприятий

План реструктуризации РАО «ЕЭС» и внедрения оптового рынка является чрезвычайно интенсивным, принимая во внимание размах задачи и имеющиеся ресурсы. Разработка интенсивных планов и их соблюдение, насколько это возможно, может помочь преодолеть естественную бюрократическую – и человеческую – тенденцию откладывать осуществление изменений, но также может повысить риск совершения серьезных ошибок. А планы, которые явно не могут быть выполнены, можно просто не принимать во внимание.

В соответствии со сводным планом реформы и реструктуризации, приведенным в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» (стр. 34-35), к 2006 (не ясно, в начале года или в конце года) процесс реструктуризации, описанный выше, будет в основном завершен, и на всей территории России, за исключением некоторых изолированных систем и Дальнего Востока, начнут функционировать полностью либерализованные оптовый и розничные рынки. Если данный план будет выполнен даже приблизительно, реструктуризация и реформирование российской энергетики будут проведены быстрее, чем в любой другой стране, хотя это реформирование является более сложным и трудным.²⁴ В реальности, весьма маловероятно, что данный план будет выполнен.

Если бы в худшем случае чрезмерно интенсивные планы создавали всего лишь некоторые помехи или приводили к повышению затрат при невыполнении намеченных мероприятий в срок или при их переносе, это бы не создавало серьезной проблемы. Но реальный риск, который возникает из-за нереалистичных планов, состоит в том, что хотя некоторые

²⁴ Внедрение конкуренции на всех сегментах розничного рынка в течение нескольких лет является особенно примечательным событием. Разработка системы и внедрение конкуренции на розничном рынке среди поставщиков мелких потребителей обычно занимала пять или более лет в системах, имеющих гораздо более совершенные информационные системы (например, учета, расчетов и выставления счетов) и более развитые коммерческие организации и органы регулирования.

мероприятия должны выполняться параллельно, реализация некоторых мероприятий будет отставать от реализации других мероприятий, и некоторые элементы реформы будут внедряться гораздо более быстрыми темпами по сравнению с другими элементами. Такое отсутствие равновесия может привести к тому, что будут приниматься решения или выполняться действия по более продвинутым элементам программы, однако, этого не следует делать, пока не будет преодолено отставание по другим элементам. Существует серьезный риск, что именно это и происходит в России.

Реформа российской электроэнергетики имеет две очень разные, но в равной мере важные составляющие: в настоящей аналитической записке обсуждаются структурные реформы и реформа рынка, в другой аналитической записке речь идет о реформах институциональной системы и системы регулирования. Структурные реформы и реформа рынка по большей части представляют собой бизнес-процессы, контролируемые РАО «ЕЭС», которое обладает ресурсами и мотивацией продвигать данные реформы, в то время как реформа системы регулирования предусматривает решение бюрократических вопросов под контролем Правительства РФ, Государственной думы и административных органов, у которых, возможно, меньше ресурсов, меньше мотивации и меньше знаний относительно способов выполнения поставленной задачи. В этой ситуации реструктуризация и приватизация РАО «ЕЭС» и АО-энерго, возможно, будут осуществляться быстрее, чем реформирование и подбор кадров для органов регулирования, необходимых для контроля деятельности новых частных компаний. Новые предприятия, возможно, смогут поменять свою структуру, создать местные монополии, внедрить неэффективные рыночные схемы и т.п., чтобы получить выгоду для себя за счет рынка до того, как органы регулирования получат возможность осуществлять мониторинг или контроль их действий. Для недопущения возникновения такого дисбаланса, который ставит под угрозу успех реформ в долгосрочной перспективе, Правительству РФ и РАО «ЕЭС» следует рассмотреть возможность замедления хода проведения реструктуризации/приватизации и ускорить ход реализации программы развития органов регулирования и институциональной программы.

3.2.2 Сложность процесса реструктуризации

Процесс реструктуризации, описанный выше, невероятно сложен, он предусматривает создание, слияние, а также ликвидацию сотен компаний в течение нескольких лет. Процесс развития рынка также чрезвычайно сложен и включает внедрение рынка «5-15», его развитие вглубь и вширь, а также его замену целевым рынком, основанным на использовании узловых маржинальных цен/финансовых прав на передачу. Если предпринимается попытка внедрить конкуренцию на всех сегментах розничного рынка в течение нескольких лет, то появляется целый ряд дополнительных сложных вопросов и процессов.

Можно было бы уменьшить сложность процесса реструктуризации, ослабив требования в отношении некоторых целей на ближайший период. Один из очевидных и эффективных способов упрощения данного процесса состоит в том, чтобы отложить решение вопроса о введении конкуренции на розничном рынке на несколько лет. Также можно было бы не ставить цели создания исключительно крупных генерирующих компаний на первоначальном этапе для получения возможности продажи некоторых генерирующих мощностей, принадлежащих РАО «ЕЭС» или АО-энерго, непосредственно на рынке. Есть

еще один способ решения задачи: перейти сразу же к рынку, основанному на использовании узловых маржинальных цен/финансовых прав на передачу с обязательными двусторонними договорами вместо того, чтобы продолжать развивать рынок «5-15», который обладает целым рядом недостатков и, вероятно, не является эффективным. Может показаться, что отмена или перенос выполнения мероприятий по достижению некоторых среднесрочных целей на более поздний срок приведет к задержке в реализации общей программы, но это не так, если среднесрочные цели сами по себе не внушают доверия и, главным образом, создают дополнительные трудности в достижении реального прогресса в части получения желаемого конечного результата.

Даже после упрощения процесса на основе разумных решений, переход от действующего сегодня в России рынка к некоторому варианту стандартного конкурентного рынка – сложный процесс. Следует помнить о присущей данным реформам сложности при подготовке плана достижения поставленной цели. Вряд ли нереалистичные планы будут этому способствовать.

3.3 Структура оптового рынка и ценообразование на розничном рынке

Структура целевого оптового рынка с единой системой диспетчерского управления/спотового рынка для одновременного определения объемов производства (потребления) и узловых маржинальных цен, с финансовыми правами на передачу для хеджирования оплаты стоимости системных ограничений, определяемой на основе разницы между узловыми ценами, и с договорами на разницу, используемыми при подписании прямых договоров на поставку электроэнергии, соответствует стандартной модели. Но рынок «5-15», который в настоящий момент функционирует, обладает недостатками, из-за которых становится проблематичным использовать его в качестве рынка переходного периода для перехода к целевому рынку, основанному на использовании узловых маржинальных цен/финансовых прав на передачу. Уже используются договора, которые освобождают некоторых участников рынка от оплаты стоимости системных ограничений на рынке «5-15». Если такая практика сохранится на рынке, основанном на использовании узловых маржинальных цен/финансовых прав на передачу, это будет создавать серьезные проблемы; также еще не решен вопрос о плате за мощность, обеспечивающей долгосрочные доходы, или договорах на поставку мощности дополнительно к договорам на спотовом рынке и краткосрочным договорам. Наконец, существуют серьезные вопросы относительно розничных цен, поскольку неясно, можно ли будет увеличивать когда-нибудь розничные цены до необходимого уровня с тем, чтобы оптовые цены, при необходимости, могли поддерживать инвестиции в новые генерирующие мощности. Данные вопросы обсуждаются в настоящем разделе.

3.3.1 Рынок «5-15»

Самая серьезная проблема, связанная с рынком «5-15», состоит в том, что его цены практически не связаны с реальной ситуацией или ценами, устанавливаемыми на рынке, основанном на использовании узловых маржинальных цен, структура которого должным образом разработана. Самая очевидная причина данной проблемы объясняется тем, что в действительности, потребители имеют возможность купить электроэнергию по регулируемым ценам в любой час, когда цены на рынке «5-15» выше, в то время как производители должны продавать весь объем электроэнергии, разрешенный к продаже на

рынке «5-15», практически по любой цене. В результате, цены постоянно слишком низкие, особенно, в периоды пика нагрузки, когда они должны быть высокими.

Есть еще одна более сложная проблема, связанная с ценообразованием на рынке «5-15»: узловые маргинальные цены, используемые для расчетов, могут в большой степени отличаться от узловых маргинальных цен, которые, если их рассчитать, будут отражать реальную стоимость сетевых ограничений, принимая во внимание то, как фактически функционирует физическая система. Такая разница между двумя группами узловых маргинальных цен возникает потому, что расчеты на основе узловых маргинальных цен определяются в ходе второго этапа коммерческой диспетчеризации с учетом системных ограничений для обеспечения надежности функционирования системы, который проводится АТС с использованием заявок потребителей и заявок производителей для определения гипотетического объема производства электроэнергии для покрытия гипотетического потребления, устанавливаемого рынком, в то время как «правильными» узловыми маргинальными ценами являются – или могли бы являться, если бы объективная функция была менее искусственна, узловые маргинальные цены – которые определяются АТС при проведении первого этапа коммерческой диспетчеризации, в ходе которого определяется фактический объем производства электроэнергии для покрытия фактического запланированного потребления.

Поскольку узловые маргинальные цены, которые отражают реальные системные ограничения, не используются в целях расчетов, цены на рынке «5-15» могут неправильно указывать на уровень и характеристики узловых маргинальных цен и ограничений пропускной способности сети, которые, как ожидается, будут иметь место на целевом рынке, основанном на использовании узловых маргинальных цен и финансовых прав на передачу. Более того, выработанная производителями электроэнергия может зачастую распределяться на основе неявных узловых маргинальных цен, которые отличаются в значительной мере от узловых маргинальных цен, по которым с ними производятся расчеты, что будет создавать стимулы и проблемы, связанные со сговором. Основная цель рынка «5-15» - помочь участникам рынка приобрести опыт работы с рыночными процессами, узловыми маргинальными ценами, оплатой стоимости системных ограничений и т.п. для их подготовки к работе в условиях целевой модели рынка; к сожалению, из-за того, как в настоящий момент функционирует рынок «5-15», у участников рынка создается неверное впечатление о том, что следует ожидать и как следует себя вести на более эффективном рынке, основанном на использовании узловых маргинальных цен/финансовых прав на передачу.

Возможно, данные проблемы не являются слишком серьезными, и не будут возникать в течение слишком длительного времени, поскольку рынок «5-15», вероятно, быстро потеряет свою актуальность. Слишком низкие цены на рынке «5-15» и разница между узловыми маргинальными ценами, используемыми при расчетах, и реальными узловыми маргинальными ценами, будут создавать для производителей сильные стимулы для работы в режиме, когда из-за системных ограничений они будут иметь «ограничения снизу» или «ограничения сверху» для получения платы за свою выработку по регулируемым ценам, а не по рыночной цене. Если заявки «умных» производителей будут приводить к повышению цен на рынке до уровня, приближающегося к уровню

регулируемых цен, то потребителям будет практически бессмысленно подавать свои заявки на рынок. Рынок «5-15», вероятно, исчезнет.

Даже если торговля на рынке «5-15» увеличится до примерно 15 процентов, логика функционирования данного рынка настолько далека от логики функционирования реального рынка с узловыми маржинальными ценами, что неэффективно расширять данный рынок или повышать его эффективность с течением времени для обеспечения плавного перехода к настоящему рынку на основе узловых маржинальных цен, даже несмотря на то, что именно это предусмотрено Стратегией РАО «ЕЭС» «5+5» (стр. 19). На каком-то этапе рынок «5-15» нужно будет заменить совершенно иной моделью, и почти весь усвоенный опыт и приобретенные умения потеряют свою значимость или даже будут неэффективными. Если рынок «5-15» окажется более успешным в отличие от оценки, представленной здесь, возникнет серьезная оппозиция при замене этого рынка альтернативным рынком, который не прошел проверку, на котором будут устанавливаться совершенно другие цены и потребуются совершенно иная коммерческая стратегия и стратегия подачи заявок. Если окажется, что рынок «5-15» неэффективен и постепенно будет исчезать или создаст серьезные проблемы, системный оператор и участники рынка, возможно, вообще потеряют веру в рынки. Рынок «5-15» не является ни надлежащей испытательной площадкой рыночных процессов, ни эффективным способом перехода к целевой модели рынка.

Можно было снять часть проблем, возникающих на рынке «5-15», правильно рассчитав узловые маржинальные цены на первом этапе коммерческой диспетчеризации с учетом системных ограничений для обеспечения надежности функционирования системы, который проводит АТС, и используя такие цены для расчетов по всему объему электроэнергии в реальном масштабе времени, который превышает объемы рынка. Но для этого потребовалось бы принять слишком большое количество специальных решений касательно механики и диспетчерского управления и внести серьезные изменения в ожидаемые результаты и поведение участников рынка, и было бы полезнее внедрить как можно быстрее другую систему перехода к целевой модели рынка.

Очевидно, что альтернативная стратегия перехода к целевой модели рынка – это как можно более быстрое, с практической точки зрения, внедрение целевой модели рынка, использующего узловые маржинальные цены/финансовые права на передачу, при одновременном введении системы обязательных прямых коммерческих договоров на разницу для защиты участников рынка от полного эффекта рыночных цен. Рыночные процессы и расчеты узловых маржинальных цен, используемые в течение переходного периода, ничем бы не отличались от процессов и расчетов цен целевой модели рынка, но при этом потребители и производители фактически получают полное страховое покрытие договоров на первоначальном этапе, с тем, чтобы на первоначальном этапе для оплаты по существу всей выработки электроэнергии и потребления использовались регулируемые/договорные цены. Со временем уровень покрытия обязательных прямых договоров будет уменьшаться, а воздействие рыночных цен на участников рынка будет постепенно усиливаться; по мере усиления воздействия рыночных цен на участников рынка, они могли бы принять решение либо продолжать работать в условиях такого риска, либо начать подписывать коммерческие договора для своей защиты. Целевая модель рынка в этом случае вводится постепенно без внезапного перехода от одной

модели рынка со своей стратегией подачи заявок и своими узловыми маржинальными ценами к другой модели. Именно так и должен осуществляться переход.

Потребуется не менее нескольких лет для разработки структуры и внедрения целевой модели рынка, основанного на использовании узловых маржинальных цен/финансовых прав на передачу и обязательных прямых договорах, тем временем необходимо продолжать использовать регулируемые цены (и рынок «5-15», если он окажется более эффективным в отличие от приведенной здесь оценки). С учетом данного временного интервала, можно было бы приступить к переходному процессу, описанному здесь, на Этапе IV, о котором говорится в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» (стр. 19), и который должен начаться (вероятно, это нереалистично) в 2006 году, когда планируется внедрить целевую модель рынка на всей территории России за исключением изолированных систем и Дальнего Востока. Похоже, это будет означать замедление хода реформы, но если в данном документе делается правильный вывод о рынке «5-15», то рынок «5-15» не обеспечит эффективного перехода к рынку, основанному на использовании узловых маржинальных цен/финансовых прав на передачу, и речь вообще не будет идти о замедлении темпов реализации реформы, поскольку нынешний план в любом случае не будет выполнен.

3.3.2 Форма и результат использования договоров на поставки электроэнергии

В соответствии со Стратегией РАО «ЕЭС» «5+5», прямые договора на поставки электроэнергии в рамках механизмов целевой модели рынка будут представлять собой финансовые договора на разницу. Договор на разницу не является договором на покупку/продажу физических объемов электроэнергии, это финансовый договор, в соответствии с условиями которого покупатель и продавец соглашаются осуществлять денежные платежи друг другу на основе разницы между договорной ценой и конкретной рыночной ценой (или рыночным индексом). По крайней мере, договор на разницу может и должен предусматривать такие платежи - формулировки договора могут варьироваться. Пока обе стороны по договору могут покупать и продавать физические объемы электроэнергии на одном и том же открытом и эффективном спотовом рынке, договор на разницу (в сочетании с финансовыми правами на передачу на рынке, основанном на использовании узловых маржинальных цен) может использоваться для достижения любой коммерческой цели, достижимой с помощью так называемых «физических» договоров, и – в силу своей гибкости – позволяет достичь даже большего..²⁵

²⁵ Для иллюстрации простейшей формы договора на разницу предположим, что А заключает договор с В на продажу объема Q (в МВтч) в какой-то час по договорной цене P_C (в \$/МВтч) в узле X, где цена спотового рынка в этот час будет равняться P_X (в \$/МВтч). В договоре на разницу будет записано только то, что А осуществляет платеж В в размере $(P_X - P_C) \times Q$ (в \$/час) за этот час (отрицательная величина означает, что В осуществляет платеж А). Далее и А, и В покупают и продают по цене P_X тот физический объем электроэнергии, который они фактически принимают или поставляют в точке X в течение этого часа. Нетто-результат спотовых и договорных операций состоит в том, что А получает оплату по цене P_C за Q и получает оплату по спотовой цене P_X за любой объем, превышающий (или платит по цене P_X за любой объем, недостающий до) Q, который он поставляет в узел X, а В осуществляет платеж по цене P_C за объем Q и осуществляет платеж по спотовой цене P_X за объем,

Хотя верно то, что все договора на покупку и продажу электроэнергии в рамках механизмов целевой модели рынка будут являться договорами на разницу, некоторые участники рынка в России требуют «физических» договоров вместо или помимо договоров на разницу. Требование заключать так называемые физические договора – обычное явление на всех рынках электроэнергии, пока не возникнет понимание и доверие к рынку и заключению финансовых договоров, что особенно понятно в России, принимая во внимание ограниченный опыт и доверие к рынкам и финансовым договорам. Но физические договора не обладают реальным преимуществом, когда есть открытый и эффективный спотовый рынок, в этом случае даже невозможно придумать хорошее определение таких договоров. Требование использовать в некоторых случаях физические договора – всего лишь попытка создать отдельную группу потребителей услуг по передаче, которые будут пользоваться системой при более лучших условиях бесплатно, например, они будут получать право распределять свою нагрузку или/и принимать электроэнергию, когда возникает системное ограничение без оплаты стоимости системного ограничения. Следовательно, следует активно противодействовать такому требованию.

В России уже пользуются тем, что одни договора отличаются от других договоров, для создания особых условий для некоторых участников рынка. На рынке «5-15», если протяженность линий электропередачи между производителем и потребителем не превышает 80 км, ни одна сторона не оплачивает стоимость системных ограничений в реальном масштабе времени, если СО заранее подтверждает, что «между указанными в договоре точками поставки продавца и покупателя отсутствуют существенные системные ограничения нормального режима работы электрических сетей» (параграф 41 Постановления Правительства РФ от 24 октября 2003, в котором описаны правила оптового рынка переходного периода). На практике СО проверяет существенные системные ограничения, моделируя объемы перетоков в системе при проведении операций по договорам, известным на тот момент, и при отсутствии ограничений по сетям. Но договора будут меняться, будут проводиться операции на спотовом рынке, и в сетях часто происходят аварийные отключения, поэтому системные ограничения в реальном масштабе времени могут происходить часто даже в тех случаях, когда моделирование СО не выявляет «существенных системных ограничений». Таким образом, «физические» договора на рынке «5-15» предоставляют сторонам по договору чрезвычайно полезные права на передачу, за которые они ничего не платят (официально), и, также как и сам рынок «5-15», создают нереалистичные ожидания среди участников рынка в части того, как будет функционировать целевая модель рынка.

Освобождение некоторых участников рынка от единого процесса спотового рынка/диспетчерского управления, таким образом, потенциально является

превышающий (или получает оплату по цене P_x за любой объем, недостающий до) Q , который он принимает в узле X . В более сложных случаях объемы и цена договора на разницу могут зависеть от любого положения, согласованного сторонами в договоре (например, функционирование физических объектов, находящихся в их собственности, или погодные условия), платежи осуществляются только в том случае, когда значение является положительным (или отрицательным) и т.п.

несправедливым (в зависимости от того, что представляет собой плата за косвенные права, которые они получают) и, что более важно, может искажать работу рынка и увеличивать затраты. Хотя результат такого освобождения, возможно, не является серьезным в рамках рынка «5-15» ввиду ограниченного размаха и других искажений параметров данного рынка, могут возникнуть серьезные проблемы, если такая ситуация с освобождением сторон договоров сохранится после перехода к целевой модели рынка. Разработчики структуры рынка, разработчики законодательства и лица, занимающиеся регулированием, должны осознавать такие последствия.

3.3.3 Долгосрочные платежи за мощность или договора

Базовые механизмы целевой модели рынка, описанные в Стратегии РАО «ЕЭС», не устанавливают по отношению к потребителям, поставщикам или производителям обязательства по поддержанию определенного уровня генерирующих мощностей и не предусматривают какие-либо платежи за генерирующую мощность за исключением платежей за энергию (и за дополнительные технологические услуги²⁶) на спотовом рынке. Ожидается, что производители будут продавать большой объем/большую часть своей энергии на основе договоров, заключаемых с поставщиками или крупными потребителями, но стимулом к подписанию таких договоров будет желание избежать воздействия спотовых цен и, следовательно, договорные цены будут отражать ожидаемые спотовые цены. Предполагается, что цены, устанавливаемые на спотовом рынке, то есть узловые маржинальные цены, будут в среднем достаточно высоки, чтобы создавать стимулы для инвестиций в строительство электростанций, покрывающих базовую нагрузку тогда, когда это необходимо, и там, где это необходимо, и будут достаточно высоки в течение критических периодов или периодов «дефицита», чтобы стимулировать инвестиции в создание пиковой мощности или осуществление мероприятий, нацеленных на снижение нагрузки тогда, когда это необходимо, и там, где это необходимо.

В Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5» (стр. 17) говорится, что «в случае необходимости дополнительного стимулирования инвестиционного процесса в генерирующем секторе отрасли, а также сглаживания ценовых колебаний может вводиться рынок мощности (или плата за мощность), обеспечивающий дополнительные стабильные среднесрочные доходы производителям электроэнергии». По-видимому, это положение было добавлено в документ и в план впоследствии,²⁷ складывается впечатление, что не полностью

²⁶ Дополнительные технологические услуги, например, оперативный резерв, реактивная мощность, регулирование частоты, возможность пуска с нуля, не упоминаются в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5». Но дополнительные технологические услуги – важная часть любого рынка электроэнергии, и платежи за дополнительные технологические услуги представляют собой важный источник дохода производителей, особенно, пиковая мощность, благодаря которой можно производить энергию в течение всего лишь нескольких часов в год. В данном документе под «энергией» понимается «энергия и дополнительные технологические услуги», когда это вытекает из контекста. Будут созданы рынки дополнительных технологических услуг, цены и договора будут сопоставимы с рынками электроэнергии, ценами и договорами, но оплачивать дополнительные технологические услуги и заключать договора на предоставление таких услуг будет СО, а не поставщик или крупные потребители.

²⁷ В Стратегии РАО «ЕЭС» рынок мощности или плата за мощность упоминаются только на странице 16 и 17. На странице 16 содержатся две ссылки на «три сектора торговли

осознаются глубокие последствия введения дополнительно среднесрочных платежей за мощность в целевую модель рынка.

В теории, надлежащим образом разработанный и внедренный спотовый рынок энергии должен устанавливать достаточно высокие спотовые цены для стимулирования инвестиций в создание оптимального объема генерирующих мощностей оптимального состава. Но это будет происходить только в том случае, если механика процесса ценообразования будет приводить к получению весьма высоких цен в условиях дефицита, и только в том случае, если регулирование и политический процесс позволят обеспечивать фактическую собираемость платежей по таким высоким ценам среди (оптовых, не обязательно розничных) потребителей и отдавать полученные средства производителям. Чрезвычайно высокие цены, устанавливаемые время от времени, не должны воздействовать на общее экономическое положение большинства производителей или потребителей, поскольку большой объем электроэнергии будет поставляться по двусторонним договорам, поэтому только дополнительные объемы будут подвергаться воздействию таких чрезвычайно высоких цен. На практике может оказаться, что трудно технически установить чрезвычайно высокие цены, которые появляются на рынке редко, без возникновения опасений, связанных с монопольным положением на рынке, и трудно выдерживать их политически без возникновения требования установить предельные цены.²⁸ Таким образом, даже на развитых рынках электроэнергии сами по себе спотовые цены, возможно, не будут устанавливаться на достаточно высоком уровне для стимулирования инвестиций в целях создания необходимого объема генерирующих мощностей необходимого состава.

Для компенсации неспособности цен на электроэнергию повышаться до чрезвычайно высокого уровня в периоды дефицита или для недопущения таких высоких цен, на некоторых рынках используются механизмы/рынки «установленной мощности» для осуществления ежемесячных или сезонных платежей за всю генерирующую мощность,

электроэнергией», в одной ссылке говорится о создании сектора двусторонних финансовых договоров, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка, а в другой ссылке речь идет о «трех секторах» торговли электроэнергией: секторе двусторонних финансовых договоров, рынке на сутки вперед и балансирующем рынке, а также рынке мощности, который является неучтенным четвертым сектором. Далее на странице 17 написано, что «помимо указанных трех секторов ... может вводиться рынок мощности (или плата за мощность)». Складывается впечатление, что концепция рынка мощности была добавлена в документ позже и не в полной мере проработана.

²⁸ Сложные механизмы ценообразования могут привести к установлению чрезвычайно высоких спотовых цен в условиях дефицита, когда цены определяются на основе заявок потребителей или условной стоимости перегрузки сетей, или когда энергия поступает из оперативного резерва, но такие механизмы внедрялись в редких случаях даже на развитых рынках электроэнергии. На большинстве рынков электроэнергии США устанавливаются предельные величины спотовых цен на таком уровне, как \$1000/МВтч, это низкий уровень относительно любой приемлемой оценки стоимости вынужденного сброса нагрузки или оценки цен, устанавливаемых при возникновении дефицита, которые необходимы для стимулирования инвестиций в пиковую мощность.

установленную или располагаемую, в течение указанного периода независимо от того, продается и покупается какая-либо энергия на этом рынке в течение указанного периода или нет. Механизмы/рынки установленной мощности в основном используются в США, например, на всех рынках с независимым системным оператором в РСО, обслуживающей штаты Пенсильвания, Нью-Джерси и Мэриленд, в Нью-Йорке и Новой Англии, действуют такие механизмы, и постоянно возникают конфликтные ситуации, так, что отношение к данному вопросу неоднозначное.

Обычно цена за установленную мощность в течение (скажем) месяца определяется на основе некоторого рыночного процесса, то есть ежемесячная плата за установленную мощность (очень) высокая, если предложение установленной мощности низкое по сравнению с пиковой нагрузкой (за энергию плюс резервы) в течение указанного месяца, и ежемесячная плата за установленную мощность (очень) низкая, если предложение установленной мощности намного превышает пиковую нагрузку в течение указанного месяца. Ежемесячная плата за установленную мощность обеспечивает получение производителем дополнительного дохода помимо дохода, который он ожидает получить на рынке, но, как правило, ее размер чрезвычайно широко колеблется с изменением ежемесячного баланса между спросом и предложением мощности каждый месяц. Возможно, такие краткосрочные механизмы платы за мощность всего лишь незначительно снижают неопределенность для производителей в долгосрочной перспективе или почти не убеждают регуляторов и политиков в том, что «рынок» будет обеспечивать наличие мощности в достаточном объеме в ближайшие несколько лет.

Как целевая модель рынка будет определять узловые маргинальные цены в условиях дефицита, будет ли установлен эффективный предельный уровень узловых маргинальных цен или нет, будет ли введен механизм краткосрочной платы за установленную мощность или нет – это детали структуры спотового рынка, которые будут определяться на последующем этапе. Более фундаментальный вопрос, связанный с платой за мощность, который необходимо решить сейчас, поскольку это вопрос политики, состоит в том, следует ли вводить централизованные *долгосрочные* платежи за мощность или механизм заключения договоров, который обеспечит получение производителями гарантированного дохода в течение многих лет, и если следует, то какой механизм необходимо разработать.

В ходе развития рынков электроэнергии в странах с развитой экономикой часто обсуждается вопрос об использовании централизованных механизмов долгосрочной платы за мощность, но обычно такие механизмы не используются, поскольку считаются ненужными и неразумными. Основной аргумент против механизмов долгосрочных платежей за мощность состоит в том, что для их использования необходимо, чтобы кто-то, либо орган регулирования, либо независимый системный оператор, который управляет рынком, составлял долгосрочные прогнозы и заключал соответствующие договора, за которые участники рынка будут в конечном счете платить, даже если принятые решения неверны. Поскольку одна из основных причин создания рынка электроэнергии – принятие инвестиционных решений частными инвесторами на основе своих собственных прогнозов рыночных условий, такой централизованный механизм долгосрочной платы за мощность обычно не используется, хотя в США Федеральная энергетическая комиссия по регулированию продолжает искать приемлемый долгосрочный механизм. Если краткосрочные рыночные механизмы надлежащим образом разработаны и внедрены, на

рынке появятся любые долгосрочные договора и механизмы распределения рисков, которые необходимы для стимулирования инвестиций.

Логика позиции против долгосрочной платы за мощность может быть убедительной в стране с развитой рыночной экономикой, но не настолько убедительной в России с ее относительно неразвитыми финансовыми рынками и органами регулирования, политической неопределенностью и ограниченным опытом работы на рынке. Вопрос для России состоит в том, являются ли такие различия настолько значительными, что в России требуется внедрить в какой-то форме долгосрочную плату за мощность или какой-то договорной механизм, как думают некоторые нынешние и потенциальные инвесторы, даже, если такой механизм не является обязательным в других странах, и если это действительно так, то необходимо определить, что должен представлять из себя такой механизм.

Вопросы, связанные с тем, следует ли на российском рынке электроэнергии вводить централизованный механизм платы за мощность или нет, и если следует, то каким должен быть этот механизм, выходят за рамки предмета данной аналитической записки. В записке говорится о том, что любой такой механизм будет не просто представлять собой изменение параметров целевой модели рынка, который может быть добавлен после последующего рассмотрения, он обязательно потребует внесения некоторых фундаментальных изменений в модель, которые должны быть полностью рассмотрены. Краткосрочные рыночные механизмы, например, узловые маржинальные цены, финансовые права на передачу и установленная мощность (если этот механизм будет использоваться), могут сохраниться в той или иной форме, но при этом необходимо создать дополнительно агента по централизованному планированию и заключению договоров, который будет принимать решения о том, какой объем генерирующей мощности необходим, когда и где, каков ее состав, брать на себя долгосрочные обязательства по созданию этой мощности и должен будет возмещать затраты таких договоров через налоги, которые будут для кого-то устанавливаться. Эта задача может быть выполнена несколькими способами, различающимися по своей эффективности, но все они предусматривают внесение одних и тех же фундаментальных изменений в рыночную концепцию и процессы, например, создание агента по централизованному планированию/заключению договоров/налогообложению для замены или, по крайней мере, дополнения «рынка», на котором рассматриваются решения о долгосрочных инвестициях.

3.3.4 Розничные цены, ТЭЦ и перекрестное субсидирование

Установление розничных цен на электроэнергию в России затруднено тем, что большая доля электроэнергии вырабатывается ТЭЦ, которые также производят тепло, без разделения затрат, что приводит к некоторой постоянной неопределенности и политическим/регулятивным баталиям при определении «истинных затрат» на производство электроэнергии и тепла. Это фундаментальная экономическая реальность, которая при отсутствии надежных рыночных цен, по крайней мере, на один товар комбинированной выработки, не позволяет определить реальные «затраты» хотя бы одного из двух товаров, а попытки ответить на данный вопрос отнесением на себестоимость общих затрат обычно приводят к большой путанице, а не проясняют ситуацию.

Проблема с установлением розничных цен еще больше усугубляется разделением ответственности в области регулирования в России. Розничные цены на тепловую энергию устанавливаются региональными энергетическими комиссиями, или, по крайней мере, РЭКи оказывают на этот процесс значительное воздействие²⁹. В свою очередь на РЭКи оказывают значительное влияние региональные или муниципальные власти, которые могут назначать членов таких комиссий. Розничные цены на тепловую энергию утверждаются федеральным органом регулирования с учетом общего предельного уровня средних цен на электроэнергию, который устанавливается Правительством РФ. На предельный уровень цен, устанавливаемый Правительством РФ, большое влияние оказывает макроэкономическая ситуация (инфляция) и политические проблемы, и следовательно, он был слишком низким и не позволял покрывать в полном объеме долгосрочные маржинальные затраты на производство, передачу и распределение электроэнергии, хотя неясно, что представляют собой долгосрочные маржинальные затраты в реальности, когда такой большой объем электроэнергии вырабатывается совместно с тепловой энергией, и непонятно, что представляют собой «истинные» затраты на передачу и распределение³⁰. В соответствии с такой предельной ценой, федеральные и региональные органы регулирования должны находить равновесие между зачастую конфликтующими друг с другом интересами: потребители – производители, потребители электроэнергии – потребители тепла, мелкие потребители – крупные потребители и т.п.

В результате данного процесса устанавливаются розничные цены, которые, по общему признанию, слишком низкие и не покрывают в полном объеме затраты на выработку электроэнергии и тепла в долгосрочной перспективе, при этом существуют различные точки зрения относительно того, какими «должны быть» розничные цены, каковы перспективы их повышения до «достаточно высокого уровня», что представляет собой экономическая стоимость/перспективы ТЭЦ, и следовательно, новых территориальных генерирующих компаний, которые должны быть созданы на их основе. Некоторые специалисты, с которыми были проведены встречи, заявили, что существует перекрестное субсидирование выработки тепла за счет выработки электроэнергии. По словам других специалистов, по крайней мере, в некоторых случаях, перекрестное субсидирование работает наоборот, но все согласились с тем, что трудно будет отменить перекрестное субсидирование, независимо от того, какой вид деятельности субсидируется. Некоторые

²⁹ Сложность регулирования розничных цен на энергию в России усугубляется тем, что по мере подготовки данной аналитической записки постоянно происходили какие-то изменения. Описание процесса в настоящем разделе базируется на иногда противоречивой информации, представленной теми, с кем в России были проведены встречи.

³⁰ В некоторых случаях долгосрочные маржинальные затраты на производство электроэнергии – это затраты новой генерации в ТЭС (но не ТЭЦ). В тех же случаях, когда ТЭЦ действительно являются экономичными, долгосрочные маржинальные затраты на производство электроэнергии должны быть меньше (или, по крайней мере, не больше) затрат новых источников генерации, которые не являются ТЭЦ, на величину, зависящую от экономической стоимости тепла, которую в некоторых случаях можно рассчитать на основе затрат промышленных потребителей на выработку своего собственного тепла. Поэтому в принципе можно оценить долгосрочные маржинальные затраты на выработку электроэнергии даже ТЭЦ, но для этого требуется провести серьезный анализ конкретной ситуации.

специалисты заявили, что повышение розничных цен на электроэнергию до уровня долгосрочных маржинальных затрат в ближайшее время невозможно с политической и социальной точки зрения, в то время как другие специалисты придерживаются мнения, что относительно умеренное увеличение розничных цен в течение нескольких лет, о котором заявило Правительство РФ, осуществимо. Некоторые специалисты считают, что ТЭЦ и, следовательно, ТГК, не имеют коммерческих перспектив, в то время как, по мнению других специалистов, ТЭЦ/ТГК должны функционировать эффективно в условиях либерализованного рынка (вероятно, потому, что предполагается, что цены на тепло и электроэнергию на таком рынке будут повышаться).

Ввиду ограниченного времени и ресурсов для подготовки настоящей аналитической записки, не представляется возможным решить, какое из высказанных мнений является правильным; в действительности, вероятно, все они могут оказаться верными в некоторых конкретных ситуациях. Самая вероятная реальная ситуация заключается в том, что в настоящий момент розничные цены в целом слишком низкие, и будет трудно обеспечивать их повышение до уровня долгосрочных маржинальных затрат, хотя ввиду имеющихся в настоящий момент избыточных мощностей в России, возможно, пройдет много лет, прежде чем конкурентные оптовые цены достигнут уровня долгосрочных маржинальных затрат. Самое главное – это то, что установление розничных цен – еще один сложный вопрос, который должен быть решен прежде чем, конкурентный рынок сможет эффективно функционировать.

Одним из способов решения (возможного) конфликта между политически приемлемыми розничными ценами и оптовыми ценами новых производителей, устанавливаемыми на уровне долгосрочных маржинальных затрат, является использование комплексного портфеля обязательных прямых договоров с существующими производителями. Обязательные прямые договора будут снижать рыночную стоимость существующих производителей, которые будут иметь такие договора, но могут использоваться как гарантия того, что розничные цены не будут повышаться быстро для мелких потребителей, даже если в ближайшее время оптовые цены и вырастут до уровня долгосрочных маржинальных затрат (а также помогут контролировать монопольное положение производителей). Однако создание такого комплексного набора обязательных договоров – это еще одна большая работа, которую будет трудно завершить в течение периода, отведенного для реализации программы реформирования. Кроме того, такую работу выполнять труднее, если на розничном рынке мелких потребителей существует конкуренция, поскольку в этом случае непонятно, кто должен быть договорной стороной производителя в соответствии с обязательными договорами.

4. ВЫВОДЫ

Размер российской системы, размах проводимых изменений, реализация многих мероприятий параллельно, а также сложность интересов, которые должны быть учтены, делают программу, описанную в Стратегии РАО «ЕЭС» «5+5», самой крупномасштабной и самой комплексной программой реструктуризации электроэнергетики в мире. При этом она должна быть реализована в условиях, которые характеризуются наличием плохо развитых рынков, слабых органов регулирования, значительной степенью коррупции в

частном секторе и среди чиновников, политической неопределенностью, а также системой корпоративного права, которая плохо развита, но при этом позволяет эффективно защищать миноритарных акционеров.

Ввиду этого, в соответствии с выводом, который сам напрашивается, вероятно, реформа не будет проведена в обозначенные сроки, и если будут предприняты попытки реализовывать реформу по намеченному плану, будет оказываться давление для «сокращения пути», что поставит под угрозу конечные результаты, но при этом реформа все равно не будет завершена в намеченные в настоящий момент сроки. Было бы лучше упростить выполняемую работу, отказавшись от достижения некоторых промежуточных целей, которые усложняют и удлиняют процесс и при этом мало влияют на достижение конечного результата, например, введение конкуренции на розничном секторе мелких потребителей, создание крупных генерирующих компаний, которые, возможно, будут представлять интерес для портфельных инвесторов, но не заинтересуют стратегических инвесторов, рынок «5-15», который обладает недостатками, и затем разработать более реалистичный план выполнения остальных, но не менее трудных задач. Если это будет сделано, то по сути дела нет оснований полагать, что в России нельзя создать эффективный и полезный рынок электроэнергии, базирующийся на стандартной модели, а именно это и является конечной целью.