

В.А. Волконский, А.И. Кузовкин



### ГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС: ВОПРОСЫ ЦЕНОВОГО И ФИНАНСОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ<sup>1</sup>

*В статье рассматриваются факторы, которые необходимо учитывать при регулировании цен на природный газ. Приведены результаты расчетов ценовых и финансовых параметров, характеризующих добычу, транспортировку и реализацию газа на основе официальных статистических данных.*

**Проблема повышения внутренних цен на энергоносители.** Основная проблема ценовой политики в сфере топливно-энергетического комплекса России связана с разрывом между ценами на нефть и газ – высокими экспортными и намного более низкими (при пересчете в доллары) внутренними рынками. Тот факт, что внутренние цены на углеводородное топливо остаются гораздо более низкими, обусловлен во много раз более низкими уровнями доходов и цен всех товаров и услуг на внутреннем рынке России по сравнению со странами, в которые это топливо экспортируется. Так, душевой национальный продукт наиболее богатых стран (с общим населением 903 млн. чел.) в 2000 г. составлял 27,7 тыс. долл. (в пересчете по валютному курсу). В то же время душевой ВВП России был равен только 1,66 тыс. долл., т.е. 6% от уровня богатых стран [1, с. 22, 170].

Еще более впечатляющим является разрыв между уровнями личных доходов населения в России и в богатых странах Европы и США. Для оценки этого разрыва следует учесть кроме различий в душевом ВВП гораздо более низкую долю частного потребления в ВВП или меньшую степень дифференциации доходов в России по сравнению с богатыми странами. Так, душевой уровень частного потребления в 1999 г. составлял: в США – 20,8 тыс. долл., Норвегии – 16,1, Великобритании – 14,5 тыс. долл. [2, с. 320-321, 296-297]. В России душевой уровень расходов домашних хозяйств, пересчитанный в доллары по валютному курсу, составил в 2000 г. 806 долл. При этом необходимо принять во внимание, что в тех странах, где доля частных расходов в ВВП близка к российской (например, в Норвегии – 49%), дифференциация доходов значительно ниже, чем в России [2, с. 320-321, 304-305]. Например, в 1999 г. на долю 20% наиболее богатых граждан в России приходилось 53,7% всей суммы доходов, а в Норвегии – 35,8%. В результате, если сравнивать душевой уровень расходов не всего населения, а 80-процентной группы населения с наименьшими доходами, то оказывается, что доходы российских граждан составляют около 4% доходов граждан богатых стран. Очевидно, что в этих условиях повышение тарифов на газ, электроэнергию и тепло, бензин до уровня мировых цен (т.е. в несколько раз) привело бы только к росту неуплат населения за эти услуги с вытекающими отсюда последствиями (замораживанию домов и целых городов, отказу большой доли населения от автомобиля и т.п.).

---

<sup>1</sup> Статья подготовлена при финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда (проект № 04-02-00227а).

По мнению сторонников повышения энергетических цен, речь идет не о населении и жилищно-коммунальном хозяйстве (ЖКХ), для которых в России давно устанавливаются пониженные тарифы на энергию, а о ценах на топливо и энергию для промышленности и электростанций. Однако и в этом случае возникает аналогичная проблема. Сравним соотношение цен на энергоносители и общего уровня цен (т. е. относительные цены) в России и развитых странах.

Средний уровень цен на внутреннем рынке в России составлял в 1999 г. – 22% от уровня цен в США, в 2000 г. – 26% (расчет на основе оценки паритета покупательной способности рубля и доллара [3]). Многие производства, работающие на внутренний рынок, имеют очень низкую рентабельность, и повышение цен на топливо и энергию до уровня мировых (в пересчете по валютному курсу) превратит большую их долю в убыточные. Часть предприятий повысит цены на свою продукцию и вынужденно сократит свое производство, ориентируясь только на богатых потребителей. Очевидно, что установление высоких цен на топливо и энергию для промышленных потребителей вызовет также повышение их для населения и ЖКХ и будет способствовать «выдавливанию» различными путями бедной части населения из числа потребителей энергии, точнее, сокращению объемов ее потребления.

Особую группу потребителей энергоресурсов составляют производства, имеющие возможность экспортировать большую часть своей продукции. Это, как правило, энергоемкие предприятия цветной металлургии, химии и нефтехимии и некоторых других отраслей. Для таких предприятий высокие цены энергоресурсов представляют серьезную проблему независимо от страны, в которой они работают. Ниже приведены примеры решения этой проблемы для алюминиевой промышленности в ряде развитых стран, суть которых – в поддержании более низких тарифов на электроэнергию для этих производств по сравнению с другими потребителями энергии. В России механизмы установления льготных тарифов для таких производств не используются, и это создает для таких предприятий, как алюминиевые заводы, угрозу закрытия с очень серьезными социальными последствиями, учитывая что они, как правило, являются градообразующими предприятиями.

В российской науке представлены две позиции в отношении формирования ценовой политики в топливно-энергетическом комплексе. Первая – максимально быстрое повышение внутренних цен на энергоносители до уровня мировых (точнее, экспортных) с целью стимулирования энергосбережения и высвобождения дополнительных объемов для экспорта. Вторая – рационализация ценовых пропорций между основными энергоносителями (в первую очередь газом и углем) без значительного повышения общего уровня энергетических цен по сравнению с общим уровнем цен остальных товаров и услуг в народном хозяйстве, учет реальных возможностей производств – потребителей топлива и энергии адаптироваться к росту относительных уровней цен на них. Нижний предел внутренней цены должен соответствовать цене самофинансирования, обеспечивающей необходимое развитие топливной отрасли.

Проблема для экономистов-энергетиков при этом далеко не сводится только к тому, как быстро повышать цены на газ и электроэнергию и какие тарифные и нетарифные инструменты использовать для ограничения или стимулирования экспорта. Для России энергетические проблемы имеют особое значение как для страны с холодным климатом и чрезвычайно высокой долей энергоносителей в экспорте, доходах бюджета, объеме ВВП. Поэтому для их решения, возможно,

окажутся недостаточными методы, применяемые в странах, где эти проблемы не так значимы.

**Межстрановые сопоставления цен по паритету покупательной способности.** Способность предприятий-потребителей энергоресурсов «справиться» с повышением цен на энергоресурсы зависит от относительного уровня их цен применительно к ценам продукции предприятий-потребителей. Поскольку это практически все предприятия, то для межстрановых сопоставлений можно пользоваться относительными уровнями цен энергоносителей по отношению к общему (среднему) уровню цен в данной стране. Чтобы получить значения таких относительных цен, следует пересчитать цены в национальной валюте в доллары, пользуясь не обменным курсом, а таким коэффициентом пересчета, при котором средний уровень цен в данной стране оказывается равным среднему уровню цен в США. Такими коэффициентами являются паритеты покупательной способности (ППС).

Из данных табл. 1 и 2 следует, что относительные уровни внутренних цен на топливо и энергию в России нельзя считать заниженными.

Таблица 1

Динамика внутренних цен на газ, уголь и электроэнергию (в среднем за год)

Цены	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2002 г. (декабрь)	2003 г. (декабрь)
Дефлятор ВВП к 1997 г. (нарастающим итогом)	1,97	2,7	3,17	3,65	3,9	4,45
Обменный курс доллара: руб./долл.	24,4	28	29,5	31,3	31,8	29,4
ППС по ВВП, руб./долл.	5,41	7,25	8,35	9,4	10,0	10,3
<i>Цены приобретения</i>						
Газ, руб./тыс. куб. м	350	443	558	703	820	1008
Уголь энергетический каменный, руб./т	270	309	503	530	547	681
Электроэнергия для промышленного потребителя, руб./тыс. кВтч	295	370	516	650	713	761
<i>Пересчет цены приобретения по обменному курсу доллара</i>						
Газ, долл./тыс. куб. м	14,3	15,8	18,9	22,5	25,8	34,3
Уголь, долл./т	11	11	17	17	17,2	23,1
Электроэнергия для промышленного потребителя, долл./тыс. кВт-ч	12,1	17,2	17,5	20,8	23	25,9
<i>Пересчет цены приобретения по ППС</i>						
Газ, долл./тыс. куб. м	64,7	61,1	66,8	74,8	82,0	97,9
Уголь, долл./т	50	42,6	60,2	56,4	54,7	66,1
Электроэнергия для промышленного потребителя, долл./тыс. кВт-ч	54,5	51,0	61,8	69,0	71,3	73,9

Так, относительная цена приобретения энергетического каменного угля в России устойчиво выше цены на уголь для электростанций в странах Европы и Северной Америки (в развитых странах цены для электростанций поддерживаются на более низком уровне, чем для других промышленных предприятий). Что касается газа, то значительное повышение цен на него привело бы к тому, что российские коммунально-бытовые службы и население лишились бы экологически чистого топлива, многие технологические процессы в металлургии и промышленности стройматериалов стали нерентабельными. Вместе с тем высвободился бы значительный объем газа для экспорта, который, судя по

существующему разрыву между экспортными и внутренними ценами, еще надолго останется наиболее эффективным направлением использования газа.

Относительная цена газа (по ППС) в России до 2003 г. держалась на более низком уровне, чем в Европе. Однако она была выше, чем в Канаде, а после значительного роста в 2001-2003 гг. достигла уровня цены газа для электростанций в Великобритании и США. За эти же годы существенно выросла относительная цена на электроэнергию. Сейчас соотношение цен и доходов, с одной стороны, и платы за 1 кВт·ч электроэнергии с другой в российской промышленности гораздо больше,

Таблица 2

## Цены на энергоносители в развитых странах, пересчитанные в доллары по ППС

Энергоноситель	Канада			США			Германия			Франция			Великобритания		
	1996 г.	1998 г.	2001 г.	1996 г.	1998 г.	2001 г.	1996 г.	1998 г.	2001 г.	1996 г.	1998 г.	2001 г.	1996 г.	1998 г.	2001 г.
<i>Природный газ, долл./тыс. куб. м): для электростанций для промышленности</i>	47 67,5	55 72,5	- 80	81,8 103,4	73,7 95,4	106 110	102,6 120	106 126	- 180	- 101	- 105,6	- -	90,4 73,3	93 80	- 121
<i>Энергетический уголь, долл./т: для электростанций для промышленности</i>	47 54	49 56	- -	29,5 35,6	28,6 35,6	- -	41,5 60	41,5 60	- -	35,3 88,4	35 91,6	- -	54,7 55	46 53,4	46,5 -
<i>Электроэнергия, долл./тыс. кВтч: для промышленности</i>	42	43	36	45,8	40,2	47	64	59,2	89	43,6	42,3	-	65	60	76

чем в развитых странах Европы в конце 90-х годов, не говоря уже о Канаде и США. Относительные цены нефтепродуктов (по ППС) остаются на еще более высоком уровне по сравнению с развитыми странами. Таким образом, с точки зрения межстрановых сопоставлений нет оснований утверждать, что внутренние цены на топливо и энергию в России занижены.

Сам по себе высокий уровень относительных цен на энергию имеет, несомненно, положительную сторону, поскольку стимулирует энергосбережение. Однако опасность его дестимулирующего влияния, вполне аналогичного влиянию высокой налоговой нагрузки, исключительно актуальна для России с ее холодным континентальным климатом и требует срочного и конкретного изучения.

Как уже отмечалось, уровень относительной цены газа в России с точки зрения сопоставлений с развитыми странами по ППС нельзя считать заниженным. Но в большинстве этих стран относительные цены газа все же выше, чем в России. А главное, при рассмотрении влияния на экономику общего уровня энергетических цен, речь идет в основном о тарифах на электрическую и тепловую энергию, которые действительно используются во всех секторах хозяйства. Поэтому наиболее рациональной представляется следующая формулировка задачи совершенствования ценовых соотношений в ТЭК: повышение относительной цены газа при обеспечении стабильности тарифов на электрическую и тепловую энергию. Очевидно, именно такую задачу решает система энергетических цен в развитых странах, где цен на уголь и газ для электростанций значительно ниже, чем для остальных отраслей промышленности (см. табл. 2). Лишь в Великобритании она выше для электростанций, чем для промышленности. Заметим при этом, что отношение цены 1 тыс. куб. м газа к цене 1 тыс. кВт·ч электроэнергии везде, кроме Канады, существенно выше, чем в России, а отношение цены 1 т угля к цене 1 тыс. кВт·ч электроэнергии – существенно ниже, чем в России. Видимо, проблему рационального соотношения цен угля и газа необходимо решать в первую очередь путем снижения цен на уголь для электростанций.

**Теоретические подходы к рационализации энергетических цен.** Главный аргумент в пользу высоких относительных цен на энергоресурсы в бедных странах, в том числе в России, – это, несомненно, гораздо более высокие относительные цены экспорта. Резкое превышение экспортных цен над внутренними порождается огромным отрывом курса национальной валюты от ППС. Этим объясняется тот факт, что относительный уровень энергетических цен (т.е. уровень цен, пересчитанных в доллары по ППС) оказывается, как правило, существенно выше в бедных странах, чем в богатых [4].

Анализ факторов и механизмов, поддерживающих разрыв между общими уровнями внутренних цен в богатых и бедных странах, свидетельствует, что он является не случайным или временным, и в условиях внешнеэкономической открытости страны может быть преодолен только с приближением общего экономического уровня страны (измеряемого, скажем, душевым ВВП) к уровню богатых стран [5]. Это явление порождает разрыв между уровнями внутренних и экспортных цен, в частности на нефть и газ, в периоды высокой мировой конъюнктуры.

С точки зрения сторонников радикальной рыночной теории заниженный уровень внутренних цен на топливно-сырьевые ресурсы по сравнению с экспортными есть деформация системы цен в стране, отход от рыночных и оптимизационных принципов. Эта деформация должна быть по возможности быстро исправлена путем снятия ограничений на экспорт нефти, перехода к

свободным ценам на газ и т.п. В результате внутренние цены на эти ресурсы приблизятся к мировым.

Согласно «Новой энергетической стратегии России» [6, с. 273-274], предлагается найти требующиеся для оздоровления обрабатывающей промышленности средства путем повышения внутренних цен на топливо до уровня, соответствующего мировым ценам. Это увеличит бюджетные поступления от рентных платежей в 1,5-1,6 раза и создаст финансовые резервы для снижения налогов в других отраслях, а также для выборочной поддержки необходимых экономике отраслей. При этом предприятия остаются под жестким прессингом реальной ситуации и будут правильно ориентироваться как в текущей, так и в будущей конъюнктуре [6, с. 60].

Другая крайняя, но вполне разумная линия поведения заключается в том, чтобы удерживать внутренние цены на уровне их самофинансирования, оказывая тем самым косвенную финансовую поддержку всем остальным отраслям народного хозяйства. Например, эта точка зрения выражена в работах, выполненных экономистами-энергетиками под руководством А.С. Некрасова в Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН [7].

По мнению некоторых экономистов, отказ от соответствия внутренних цен на топливо мировым ценам и ориентация на цены самофинансирования означает и отказ от получения ренты за использование энергоресурсов как крупного дополнительного источника бюджетных поступлений (которые правительство могло бы использовать для адресной поддержки необходимых экономике отраслей и предприятий). Однако даже при внутренних ценах самофинансирования на топливо значительная рента в нефтегазовом комплексе от экспорта энергоресурсов поступает в бюджет, как показано в работах [8,9].

По нашему мнению, внутренние цены на энергоресурсы могут находиться между ценой самофинансирования и экспортной ценой. Например, цена на газ может быть выше цены самофинансирования на величину, обеспечивающую рациональное соотношение цен на газ и уголь для электростанций, равное 1,6:1,0. Это будет стимулировать экономию газа и увеличение использования угля в энергетике.

Вопрос определения оптимальных уровней цен на энергоресурсы является сложной задачей, требует использования межотраслевых моделей с целью максимизации роста ВВП страны, учета ППС рубля и не может сводиться к выбору крайних из двух точек зрения.

По-видимому, внутренние цены будут ближе к ценам самофинансирования. Ведь приближение их к мировым ценам приведет еще и к резким колебаниям внутренних цен в соответствии с колебаниями мировых цен. В развитых странах внутренние цены на нефтепродукты и газ защищены от резких колебаний мировых цен гибкой налоговой нагрузкой в потребительских ценах на топливо.

Можно ли оправдать ограничение экспорта и разрыв между экспортными и внутренними ценами в рамках оптимизационной теории? Конечно. Дело в том, что сопоставление рублей, получаемых на внутреннем рынке, и долларов, получаемых от экспорта, по обменному курсу с точки зрения оптимизационной теории незаконно. Если целью является комплексное развитие народного хозяйства страны, то критерием оптимальности служит максимизация ВВП в рублях в сложившихся ценах (в данном рассуждении следует отвлечься от возможных искажений цен с точки зрения ценности различных видов продукции для удовлетворения внутренних потребностей).

Когда компания решает вопрос, следует ли направить дополнительную тонну нефти на экспорт, она учитывает, что каждый доллар можно обменять примерно на 30 руб., которые она потратит в России. Государство должно учитывать, какое

количество товаров можно купить на доллар вне России. Поскольку общий уровень цен в США и других развитых странах втрое выше, чем в России, то на доллар там можно купить столько же, сколько в России на 10 руб.

Исходя из чисто рыночной (или оптимизационной) для отдельной фирмы рациональности, следовало бы почти весь объем добытых в России ресурсов продавать за рубеж, оставляя только небольшую часть для самых высокодоходных потребителей. Таким образом, рациональна ли (оптимальна ли) политика ограничения экспорта во имя удовлетворения внутреннего спроса (хотя при возможности обмена долларов на рубли по высокому курсу это невыгодно!), – зависит от критерия оптимальности. С точки зрения фирмы это нерационально, с точки зрения общества, – вполне рационально. Если бы была разработана модель оптимального планирования развития российской экономики с критерием оптимальности, учитывающим цель ее комплексного развития, то, очевидно, ценность доллара, полученного от экспорта (его двойственная оценка), была бы гораздо ниже, чем его нынешний валютный курс в рублях (значительно ближе к ППС). А внутренние двойственные оценки нефти и газа совпадали бы с их экспортными ценами, пересчитанными в рубли по оптимальной оценке доллара.

О замещении газа углем. По-видимому, в любом случае экспорт газа останется одним из наиболее выгодных направлений его использования. Еще более эффективно расширение использования газа в газохимии как сырья для дальнейшей переработки. Например, основной компонент природного газа – этан – на мировом рынке стоит примерно столько же, сколько и сам природный газ (т. е. 80-90 долл./тыс. куб. м), а такие продукты его переработки, как этилен – 600 долл./т, полиэтилен низкой плотности дороже стоимости этана в 20 раз, а стоимость готовых изделий из полиэтилена (полиэтиленовых труб) достигает 2500-3700 долл./т.

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» (далее – Энергетическая стратегия), утвержденной Правительством РФ в августе 2003 г. [10], добыча газа в России при оптимистичном и благоприятном вариантах ее развития составит в 2010 г. 645-665 млрд. куб. м и в 2020 г. – 710-730 млрд. куб. м, при умеренном варианте прогнозируется до 635 млрд. куб. м добычи газа в 2010 г. и до 680 млрд. куб. м к 2020 г.

В 2003 г., по данным Госкомстата России, объем добычи газа равнялся 581 млрд. куб. м. Следовательно, прирост добычи газа должен быть равен 64-84 млрд. куб. м в 2010 г. и 129-149 млрд. куб. м в 2020 г. Чистый экспорт газа в 2003 г. составил около 190 млрд. куб. м. К 2020 г. ожидается увеличение экспорта до 281 млрд. куб. м и прирост экспорта будет равен 91 млрд. куб. м. Таким образом, к 2020 г. при оптимистичном варианте прирост внутреннего потребления газа в РФ составит 38-58 млрд. куб. м.

При умеренном варианте ожидается объем экспорта 273 млрд. куб. м. Следовательно, почти весь прирост добычи газа – 99 млрд. куб. м – будет направлен на экспорт, прирост которого достигнет 83 млрд. куб. м. На прирост внутреннего потребления газа в РФ останется лишь 16 млрд. куб. м, что явно недостаточно. Поэтому для оптимизации системы ресурсообеспечения газового экспорта Газпром стремится использовать крупные запасы природного газа, которые имеются в странах Средней Азии.

В апреле 2003 г. Президент РФ В. Путин и Президент Туркменистана С. Ниязов подписали долгосрочное соглашение о сотрудничестве в газовой отрасли на 25 лет (с 1 января 2004 г. до 31 декабря 2028 г.). Уполномоченными организациями по его реализации определены ОАО «Газпром» и государственная торговая корпорация «Туркменнефтегаз».



В рамках соглашения в 2004 г. Газэкспорт закупит у Туркменнефтегаза 5-6 млрд. куб. м, в 2006 г. – до 10 млрд. куб. м, в 2007 г. – до 60-70 млрд. куб. м. Начиная с 2009 г. ежегодный объем закупок составит 70-80 млрд. куб. м.

В перспективе в Туркменистане возможна добыча газа на условиях соглашения о разделе продукции совместно с фирмами третьих стран, а также сотрудничество в области доведения качества туркменского газа до уровня экспортных стандартов, развития новых технологий и т. д. [11].

Как известно, уголь имеет гораздо более низкую эффективность использования его у потребителей по сравнению с газом в силу более низкого КПД, агрессивного воздействия на оборудование, загрязнения окружающей среды. Хотя имеются технологии получения экологически более чистой энергии из угля (газификация угля, очищение синтез – газа и выделение из него водорода в качестве экологически чистого топлива для электростанций), однако удельные капиталовложения для электростанции, работающей на угле, будут не менее чем втрое выше по сравнению с электростанцией, использующей природный газ. Очевидно, необходима политика замещения газа углем и нетопливными источниками энергии лишь у тех потребителей, где это технологически возможно и экономически оправдано (см. [12; 13]).

В последнее десятилетие сложилась тенденция роста доли газа и нефтепродуктов во внутреннем потреблении первичных энергоресурсов и резкого сокращения производства и потребления угля. Продолжение этой тенденции экономически неоправданно и создает угрозу энергетической безопасности страны. Согласно «Энергетической стратегии», можно ограничить прирост внутреннего потребления газа за весь период 2000-2010 гг. 7,3%. За это же время потребление угля должно увеличиться на 38%, а нетопливных ресурсов – на 36%. Главными объектами для замещения газа углем служат крупные электростанции: ТЭЦ с агрегатами мощностью более 100 МВт и ГРЭС с агрегатами большой и средней мощности. В работе [13] рассматриваются все аспекты этой проблемы.

Необходимое условие смягчения излишней ориентации энергетического баланса страны на газ – выравнивание внутренних цен газа и угля по эффективности их потребления. Нормальным соотношением между ценой 1 т у.т. газа и 1 т у.т. энергетического угля («ценовой паритет») считается 1,6 : 1,0. Без установления ценового паритета меры по привлечению инвестиций в расширение добычи газа не приведут к повышению общей энергоэффективности народного хозяйства. Дополнительно добытые объемы газа только вытеснят из топливного баланса России соответствующие объемы угля и мазута.

Динамика цен на газ и уголь в последние годы приведена в табл. 3. После 2000 г. относительная цена газа стала быстро расти (что видно по ее пересчету в доллары по ППС). Однако цена угля в 2001 г. повысилась еще более высокими темпами, так что соотношение между ценами угля и газа даже ухудшилось. В 2002 г. (по сравнению с декабрем 2001 г.) цена на газ повысилась на 38%, в то время как на уголь – только на 7%, и соотношение между ценами стало улучшаться. Но в течение 2003 г. цена на уголь снова росла быстрее, чем цена на газ (повышение на 25% по сравнению с 23%).

В мае 2004 г. было заключено соглашение между ЕС и Россией, в котором определены условия установления внутренних цен на газ в России. Цена должна включать себестоимость добычи и транспортировки, необходимую прибыль и инвестиции, обеспечивающие разведку новых месторождений. Цена 1 тыс. куб. м для промышленных потребителей (с акцизом, без НДС) повысится в 2004 г. до 27-28 долл., к 2006 г. – до 37-42 долл., к 2010 г. – до 49-57 долл. [14, с. 2]. Однако как следует из табл. 3, цена без НДС уже в декабре 2003 г. составила 28,6 долл.

Рассмотрим, как повлияет повышение цены на газ до 50 долл./тыс. куб. м на затраты и тарифы электроэнергетики.

За период 2004-2010 гг. цена газа (в долларах) должна повыситься на 80%. Предположим, что за этот период номинальный курс доллара останется неизменным – 30 руб./долл., а общий рост цен составит 35%. Это означает, что относительная цена газа (помимо инфляции) повысится на 33%. Доля затрат на газ в себестоимости всей электроэнергии, производимой ТЭС, ГЭС и АЭС, составляет 15-16%<sup>2</sup>. За счет дополнительного (помимо общей инфляции) роста цен на газ себестоимость возрастет на 5-6%. Видимо, это значение и следует считать оценкой воздействия роста цены газа на динамику электротарифов.

Таблица 3

## Динамика цен газа и угля

Энергоресурс	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2002 г. (декабрь)	2003 г. (декабрь)	2004 г. (февраль)
1. Газ, цена приобретения							
а) руб./тыс. куб. м	370	443	566	703	820	1008	–
долл./тыс. куб. м	14,3	15,8	18,9	22,5	25,8	34,3	–
б) руб./т у.т.	324	388	496	616	720	885	–
долл./т у.т.	12,5	13,9	16,6	19,7	22,6	30,1	–
2. Уголь энергетический, каменный, цена приобретения							
а) руб./т	288	340	450	530	547	681	–
долл./т	11	11	17	17	17,2	23,1	–
б) руб./т у.т.	350	415	550	646	666	829	–
долл./т у.т.	13,4	13,4	20,7	20,7	21	28,1	–
в) цена производителей, руб./т	160	213	271	306	324	303	306
3. Тариф на железнодорожные перевозки, руб./т	83	124	181	244	248	310	352
<b>Соотношение цен: 16:26</b>	<b>0,93</b>	<b>0,93</b>	<b>0,90</b>	<b>0,95</b>	<b>1,08</b>	<b>1,066</b>	–

Далее определим, как должны измениться цены приобретения на уголь, чтобы их соотношение с ценами на газ при росте последних достигло паритета. В декабре 2003 г. это соотношение было равным 1,07. Если цена угля будет расти таким же темпом, как и инфляция, то к 2010 г. соотношение будет равно  $1,07 \cdot 1,35 = 1,45$ . По-видимому, этот уровень достаточен, чтобы инициировать переход энергетических компаний с газа на уголь. Для достижения паритета 1,6:1,0 следовало бы создать условия, при которых цены на энергетические угли повышались бы темпом ниже темпа общей инфляции (к 2010 г. – на 10%).

По другому сценарию (возможно, более вероятному) вследствие более значительной инфляции рубля по сравнению с долларом:

– либо курс доллара не останется постоянным, а будет повышаться (хотя и отставая от роста внутрироссийских цен, скажем, среднегодовым темпом не 5%, как инфляция рубля, а 3%);

– либо долларовая цена газа (при постоянном курсе доллара к рублю – 30 руб./долл.) возрастет к 2010 г. не до 50 долл./тыс. куб. м (на 80% по сравнению с декабрем 2003 г.), а до 60 долл./тыс. куб. м, т. е. на 20% больше, или (с учетом НДС) до 2124 руб./тыс. куб. м. Этот вариант соответствует росту относительной цены газа (помимо инфляции) на 59% (на 7% в год). В этом случае затраты

<sup>2</sup> Результат деления объема газа (по цене приобретения) на суммарную себестоимость производства электроэнергии в 2002 г.

электростанций возрастут на 9%. Для достижения паритета «газ – уголь» достаточно, чтобы цена угля для электростанций росла темпом не выше 1%.

Поскольку цены на уголь в России государством непосредственно не регулируются, можно использовать методы косвенного регулирования. Так, можно предоставить угольным предприятиям, например за счет газовой ренты, льготные тарифы на железнодорожные перевозки угля для электростанций при условии, что рост цены его добычи не будет превышать заданного предела (например, темпа общего роста цен производителей промышленной продукции). Заметим, что высокие темпы роста цен на уголь в 1999-2004 гг. были обусловлены в основном ростом тарифов на железнодорожные перевозки (см. табл. 3). За этот период среднегодовые цены у производителей угля выросли менее чем в 2 раза, а тарифы на железнодорожные перевозки – в 4 раза. В результате, если в 1999 г. стоимость транспортировки угля составляла около половины его цены у производителей, то к концу 2003 г. эти составляющие затрат сравнялись.

В заключение рассчитаем прогнозные цены газа и угля на 2010 г. в долларах по ППС. Если после 2006 г. годовые темпы российской инфляции будут удерживаться на уровне 3%, то ППС для 2010 г. можно оценить в 12 руб./долл. (без НДС), а цены газа и угля по ППС в 142 и 64 долл. При этом вилка цен приобретения газа с НДС по валютному курсу – 59-68 долл./тыс. куб. м – будет соответствовать интервалу 147-171 по ППС, что значительно выше современных цен на газ в развитых странах.

Рента газового комплекса. Если рассматривать цены на газ с точки зрения затрат, связанных с его добычей и транспортировкой, то основная проблема состоит в том, чтобы определить, целесообразно ли дальнейшее наращивание объемов добычи и имеются ли для этого инвестиционные средства у самого газового комплекса. Современные финансовые потоки, связанные с добычей, транспортировкой и реализацией газа, приведены в табл. 4-6. Несмотря на быстрый рост цен на газ, объем прибыли, остающейся в распоряжении газовых компаний, держится на уровне 4-4,5 млрд. долл. (см. табл. 6). Между тем уже в 2003 г. инвестиционная программа ОАО «Газпром» составила 190 млрд. руб. (6,2 млрд. долл.). На 2004 г. утверждена сумма инвестиций в газовую отрасль – 253 млрд. руб. (8,2 млрд. долл.), из них на инвестиционную программу Газпрома приходится 232 млрд. руб. (7,5 млрд. долл.). Недостаток инвестиционных средств восполнялся за счет наращивания долговых обязательств (в основном иностранным банкам). В последние годы общая сумма долга удерживалась на уровне примерно 13 млрд. долл.

Увеличение объемов капиталовложений обусловлено не только заинтересованностью в росте добычи газа, но и падением добычи на действующих месторождениях. Так, для разработок сеноманских залежей на основных действующих месторождениях Западной Сибири (Надым-Пуртазовского района) наступает период «затухающей» добычи. Оборот по этой группе месторождений снизится, по оценкам, до 136 млрд. куб. м в год [15]. На всех разрабатываемых в настоящее время месторождениях ОАО «Газпром» к 2010 г. добыча снизится до 476 млрд. куб. м, т.е. на 10% по сравнению с 2003 г. (530 млрд. куб. м). Для компенсации снижения добычи уже с 2006 г. необходимо ввести в разработку месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ, Штокмановского месторождения на шельфе Баренцова моря, а в дальнейшем – месторождения на полуострове Ямал.

Промысловая цена газа будет расти на «старых» и еще выше на «новых» месторождениях. В 2003 г. средняя себестоимость добычи 1 тыс. куб. м составляла около 5 долл. По оценкам, текущие затраты на добычу и

транспортировку «старого» газа могут возрастать на 3 долл., или на 40-60% за 10 лет. Более высоким будет уровень промышленной цены «нового» газа (на Ямале – 19-20 долл./тыс. куб. м) [16].

Однако главная проблема при разработке новых труднодоступных месторождений – потребность в больших объемах инвестиций в увеличение добычи и транспортировки. Согласно данным, приведенным в [17, с. 26], газовой отрасли для поддержания добычи на уровне 2003 г. необходимы на периоды до 2010 г. и 2011-2020 гг. по 55 млрд. долл. (в среднем по 5,5 млрд. долл. в год). Эти инвестиционные затраты можно резко сократить, точнее, отодвинуть во времени, компенсируя падение добычи крупномасштабным импортом туркменского и казахского газа (к 2010 г. 40 млрд. куб. м, к 2020 г. – еще 58).

Таблица 4

## Цены на природный газ и затраты на его добычу и транспортировку\*

Показатель	2000 г.		2001 г.		2002 г.		2003 г.	
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
<i>Добыча</i>								
Объем добычи, млрд. куб. м	x	555	x	551	x	563	x	581
Цена производителей природного газа	121	67,1	141	81,5	194	109	206,2	119,8
Себестоимость добычи газа	81	44,9	117	64,5	143	80,5**	152,7	88,7
Прибыль	40	22,2	24	17	51	28,5**	53,5	31,1
Рентабельность к себестоимости, %	x	49,5	x	26	x	35,4**	x	35
Налоги, включенные в себестоимость	x	8,2	x	10,5	x	20,5	x	25,6
<i>Магистральные газопроводы</i>								
Стоимость по тарифу	234	130	357	196	376	211,8	446,8	259,6
Себестоимость	180	100	283	156	325	183,3	381,2	221,5
Прибыль	x	30	x	40	x	28,5	65,6	38,1
<i>Продажи на внутреннем рынке</i>								
Объем продаж, млрд./куб. м	x	361	x	358	x	375,5	x	391,7
Цена приобретения:								
– с акцизом и НДС								
руб.	443	160	558	200	703	264	870	340,8
долл.	15,4		18,5		22,1		28,3	11,1
– без акциза и НДС								
руб.	316	114	401	143	498	187	653	255,8
долл.	11,3		13,3		15,7		21,3	8,3
Акциз + НДС	127	46	157	57	205	77	217	85
<i>Экспорт</i>								
Среднегодовой курс доллара в рублях	x	28,1	x	30,1	x	31,8	x	30,7
Объем продаж, млрд. куб. м	x	194	x	192	x	185,5	x	189,3
Экспортная цена:								
– без вычета стоимости транзита								
долл.	91	17,6	94	18	95	17,6	109	20,7
руб.	2545	494,5	2882	542,5	3021	560	3346	635,5
– за вычетом стоимости транзита								
долл.	60,8	11,8	64	12,3	65	12	79	14,95
руб.	1703	331	1885	363	2067	381,1	2425	459
Экспортная пошлина								
долл.	3	0,58	3,1	0,6	3,3	0,61	3,3	0,62
руб.	85	17	91	18	105	19,5	100	19
Акциз								
долл.	14,6	2,8	15,2	2,9	15,2	2,8	19,3	3,6
руб.	409	79,4	448	86,2	483,3	90	592	112
Внутренняя цена на границе РФ								
долл.	11,3	2,2	13,3	2,6	15,7	2,9	20	3,8
руб.	316	61,3	401	77	498	92,2	653	123,6

## Газовый комплекс: вопросы ценового и финансового регулирования

Экспортный доход									
долл.	31,9	6,2	31,9	6,2	29,9	5,5	33,1	6,3	
руб.	893	173	945	183	951	175	1080	204,4	

\* Столбцы в таблице: (1) – цена на 1 тыс. куб. м, руб.; (2) – на весь объем добычи или продажи, млрд. руб.

\*\* Авторская оценка.

Таблица 5

**Финансовые потоки, связанные с добычей, транспортировкой  
и реализацией газа, млрд. руб.\***

Показатель	2000 г.			2001 г.			2002 г.			2003 г.		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выручка от реализации:	217	330	486	277	363	563	357	348	612	464	459	800
российских потребителей	156	x	x	200	x	x	264	x	x	341	x	x
экспортеров	61	x	x	77	x	x	93	x	x	123	x	x
Текущие затраты:	134	61	134	208	77	208	243	93	243	285	123	285
на добычу	367	x	x	54	x	x	60	x	x	63	x	x
на транспортировку	100	x	x	154	x	x	183	x	x	222	x	x
Налоги:	53	95	219	70	103	217	97	108	245	111	131	308
акциз + НДС + налог на добычу	53	79	x	70	86	x	97	90	x	111	112	x
экспортная пошлина	x	161	x	x	17	x	x	18	x	x	19	65,5
налог на прибыль	x	x	71	x	x	44	x	x	42	x	x	x
Прибыль до уплаты налога на прибыль:	30	173	203	0	183	183	0	175	175	69	205	273
добывающие предприятия	22	x	22	17	x	17	28,5	x	28,5	31	x	31
газопроводы	30	x	30	40	x	40	28,5	x	28,5	38	x	38
центральная контора	-22	173	152	-57	183	126	-57	175	118	0	205	205
Прибыль, остающаяся в распоряжении компаний												
млрд. руб.	x	x	132	x	x	139	x	x	122	x	x	207
млрд. долл.	x	x	4,7	x	x	4,6	x	x	3,84	x	x	6,7

\* Столбцы в таблице – балансы доходов и расходов от реализации: 1 – внутри России, 2 – на экспорт (без оплаты транзита вне России и операционных расходов), 3 – суммарный баланс (без учета внутреннего обмена производителей и экспортеров).

«Импортный» вариант стратегии развития, рассмотренный в работе [17], считается предпочтительным для условий снижения рисков, связанных с возможным падением цен газа, экспортируемого в ближайшие годы в Европу<sup>3</sup>. При таком сценарии потребность отрасли в инвестициях резко сокращается. Для каждого десятилетия потребуется не 55, а только 38 млрд. долл., т. е. среднегодовая потребность снизится с 5,5 до 3,8 млрд. долл. Как видно из данных табл. 6, уже в 2003 г. прибыль, остающаяся в распоряжении газовых компаний (6,4 млрд. долл.), была достаточной для покрытия потребности в инвестициях даже по варианту поддержания уровня добычи (5,5 млрд. долл.), тем более, по варианту активизации импорта газа.

Таблица 6

## Оценка нормативного первичного дохода и ренты газового комплекса

Доход	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.
<i>Формирование доходов</i>				
1. Выручка от реализации				
млрд. руб.	486	563	612	800
млрд. долл.	17,3	18,8	19,3	26
2. Затраты				
млрд. руб.	134	208	242	285
млрд. долл.	4,8	6,9	7,6	9,3
3. Доходы до уплаты налогов				
млрд. руб.	352	355	370	515
млрд. долл.	12,5	11,8	11,7	16,8
4. Рентабельность (З:2), %	273	180	153	181
<i>Распределение доходов</i>				
<i>Действующие налоги</i>				
млрд. руб.	219	217	247	308
млрд. долл.	7,8	7,2	7,8	10,0
<i>Доходы, остающиеся у компаний</i>				
млрд. руб.	133	139	123	207
млрд. долл.	4,7	4,6	3,9	6,7
Доля государства, %	62,2	62,3	67	60
Доля компаний, %	37,8	37,7	33	40
<i>Нормативный доход</i>				
млрд. руб.	50	69	67	91
млрд. долл.	1,8	2,3	2,1	3
<i>Рентный доход</i>				
млрд. руб.	302	286	303	424
млрд. долл.	10,7	9,5	9,6	13,8

Конечно, остается острым и актуальным вопрос, будет ли при принятом (описанном выше) варианте повышения внутренних цен на газ достаточно собственной прибыли газовых компаний и в будущем, скажем до 2010 г., для финансирования необходимых инвестиций. Исследуя этот вопрос, примем в начале следующие оптимистичные для «газовиков» предположения:

– «импортный» вариант развития в терминологии [17], т. е. добыча к 2010 г. снижается до 490 млрд. куб. м;

– экспортные цены на газ и объемы экспорта сохраняются на уровне 2003 г. (цена без вычета стоимости транспорта – 110 долл./тыс. куб. м, объем экспорта – 190 млрд. куб. м);

– удельные затраты на добычу и транспортировку газа растут темпом, превышающим инфляцию (к 2010 г. на 50% по сравнению с 2003 г.);

<sup>3</sup> Авторы (см. [17]) предлагают также половину объема туркменского и казахстанского газа не закупать с последующим экспортированием, а направлять транзитом в Европу (получая плату за транзит).

– внутренняя цена газа для промышленных потребителей (с акцизом, без НДС) к 2010 г. достигает 50 долл. за тыс. куб. м (цена приобретения с НДС – 60 долл./тыс. куб. м);

– из первичного дохода до уплаты налогов компании получают 38%;

– налоговые изъятия составляют 62%.

При этих условиях в 2010 г. экспортная выручка останется на уровне 15 млрд. долл. (как в 2003 г.). Количество добываемого газа, которое будет реализовано на внутреннем рынке, сократится до 200 млрд. куб. м (остальное будет восполняться импортом). Тем не менее в результате роста внутренних цен выручка от продаж на внутреннем рынке даже несколько возрастет по сравнению с 2003 г. (по ценам приобретения 12 млрд. долл. вместо 11). Поскольку выручка от экспорта останется неизменной (15 млрд. долл.), общая выручка составит 27 млрд. долл. Текущие затраты на добычу и транспортировку возрастут (с учетом роста удельных затрат на 50% и сокращения объема добычи) до 13,2 млрд. долл. Доход от уплаты налогов составит 13,8 млрд. долл., а часть его, остающаяся в распоряжении компаний, – 5,2 млрд. долл. Таким образом, часть доходов газовой отрасли, получаемых от добычи и реализации собственного газа, будет покрывать долгосрочную потребность в инвестициях (3,8 млрд. долл.). Кроме того, следует учесть выручку газовой отрасли от перепродажи или транзита туркменского или казахстанского газа. Расходы России от транспортировки газа в Западную Европу составляют в среднем 30 долл./тыс. куб. м по территории иностранных государств. Если применить эту же норму к 40 млрд. куб. м газа, который будет импортироваться или транспортироваться через территорию России, то получим выручку в размере 1,2 млрд. долл. Текущие затраты, связанные с транспортировкой, составят 17 долл./тыс. куб. м. Доход до уплаты налогов будет равен 520 млн. долл. Компании из этой суммы получают 0,2 млрд. долл.

Приведенные оценки позволяют сделать вывод о том, что газовая отрасль может оставаться «сверхприбыльной» и приносить стране значительно больше дохода, чем необходимо инвестиций для ее развития и даже – больше объема финансовых выплат в государственный бюджет в настоящее время (в 2003 г. – 10 млрд. долл.). В то же время ее доходы подвержены рискам, связанным в первую очередь с возможным снижением цен на газ в ближайшие годы в Западной Европе [17; 18]. Представители ВТО и российские либеральные экономисты настаивают на сокращении доли газа, реализуемого по регулируемым ценам (с естественным приближением нерегулируемых цен к ценам экспортным). Однако как опасности, связанные с излишним неконтролируемым сокращением поставок газа на внутренний рынок, так и риски для развития самой газовой отрасли в случае неожиданно резкого снижения экспортных цен, по нашему мнению, однозначно свидетельствуют о необходимости сохранения государственного контроля за ценами на газ и за всеми финансовыми потоками, связанными с функционированием этой жизненно важной для страны естественной монополии. Юридическим основанием для этого служат права государства как собственника недр и полезных ископаемых, в частности, права на распоряжение доходами от этой собственности, т.е. рентой.

В работе [8] дано подробное описание методологии оценки природной ренты и приведены ее количественные оценки в основных рентиобразующих отраслях, в частности в газовой, для 2000 и 2001 гг. В табл. 6 приведены результаты расчетов по той же методологии для 2002 и 2003 гг. Эти результаты свидетельствуют, что объем рентного дохода не сокращается. Наоборот, в 2003 г. объем ренты резко увеличился. В 2004 г. произошел значительный рост мировых цен на энергоносители и соответственно увеличилась газовая рента.



О либерализации цен на газ и реформе Газпрома. В настоящее время наиболее актуальной проблемой в области развития газовой отрасли стали инициативы Министерства экономического развития и торговли России (МЭРТ) и «Газпрома» по реформированию (дроблению) компании Газпром и либерализации рынка газа. До последнего времени Газпром справедливо рассматривался как естественная монополия.

В настоящее время газовая отрасль России функционирует в соответствии с Федеральным законом от 31 марта 1999 г. «О газоснабжении в Российской Федерации». Согласно этому закону система газоснабжения России, промыслы, диспетчеризация и прочее – это единый и неделимый народнохозяйственный комплекс [19].

В 2002 г. МЭРТ предложил концепцию реформирования «Газпрома», основной элемент которой – выделение из его структуры газотранспортной системы. «Газпром» категорически отрицает эту концепцию, ссылаясь на то, что ее реализация приведет к разрыву всей технологической цепочки. Между тем МЭРТ настаивает на том, что для создания конкурентного рынка газа необходимо выделить из состава «Газпрома» магистральные газопроводы и диспетчерское управление, а в перспективе должны подвергнуться дроблению газодобывающие активы компании<sup>4</sup>.

В рамках обсуждения вопросов реформирования «Газпрома» и либерализации рынка газа «Газпромом» и рядом организаций (РСПП, ИНЭИ РАН и др.) предложена двухсекторная модель оптового рынка газа, предусматривающая, что 85-95% газа «Газпрома» продается в регулируемом государством секторе рынка газа, а 5-15% газа «Газпрома», а также независимых производителей в свободном нерегулируемом секторе. Для этих целей создается межрегиональная биржа, через которую в последующем предлагается продавать около половины газа. По нашему мнению, реализация двухсекторной модели неприемлема по нижеследующим причинам.

В аналитических материалах обычно предполагается, что нерегулируемые цены газа в первые годы будут превышать цены регулируемого рынка в 1,4 или даже в 2 раза (см., например, [16]).

Предложение о создании двухсекторного рынка с продажей товара по резко различающимся ценам противоречит как духу, так и букве антимонопольного законодательства. Продажа газа по более низким ценам – по лимитам ставит в привилегированное положение его потребителей, а тот орган, который распределяет лимиты, оказывается монополистом. Наоборот, те потребители, которые по тем или иным причинам не смогут получать дешевый газ, вынуждены будут платить производителям и посредникам их монопольную ренту.

Наличие природного газа по относительно низкой регулируемой цене приведет к тому, что часть дешевого газа будет перетекать в свободный сектор торговли по «серым схемам», т. е. сбытовые подразделения «Газпрома» будут продавать аффилированным структурам дешевый газ по регулируемой цене, те будут перепродавать этот газ по высокой рыночной цене, а разница в ценах будет распределяться между ними. Подобные аналогии уже известны. Так, в конце 80-х годов кооперативы получали продукты по низким государственным ценам, а

<sup>4</sup> В декабре 2002 г. глава «Газпрома» А. Миллер накануне обсуждения перспектив либерализации рынка газа в Белом доме направил письмо Президенту РФ В. Путину, в котором указал, что «предложения МЭРТ угрожают энергетической безопасности России». На праздновании юбилея «Газпрома» в феврале 2003 г. Президент В. Путин потребовал прекратить любые попытки его раздела [20].

19 сентября 2003 г. А. Миллер направил письмо премьер-министру РФ М. Касьянову, в котором снова просил снять с обсуждения в правительстве, намеченного на 26 сентября 2003 г., реформу газовой отрасли, так как план МЭРТ приведет к кросс-дефолту компании, снизит ее капитализацию с 24 до 14 млрд. долл. и приведет к острому дефициту газа в России [21].

продавали по высоким коммерческим ценам. В результате в государственных магазинах и столовых оставался скудный ассортимент продуктов.

Сегодня нечто подобное происходит в двухсекторной модели оптового рынка электроэнергии, которая действует с 1 ноября 2003 г. Поэтому имеет смысл рассмотреть ситуацию в электроэнергетике подробнее. Хотя до сих пор «конкурентная» цена на электроэнергию в свободном секторе («5-15%») ниже, чем регулируемая цена, но это происходит лишь за счет того, что производители поставляют в свободный сектор рынка до 15% электроэнергии, произведенной на более эффективных энергоблоках, а 85% электроэнергии поставляется на регулируемый рынок более дорогими энергоблоками. Авторам двухсекторной модели рынка это было необходимо, чтобы оправдать ее введение и показать, что она выгодна потребителям. Нет запрета на такие поставки электроэнергии электростанциями и в Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, утвержденных Постановлением Правительства РФ 24 октября 2003 г. Затраты электростанций на производство электроэнергии на регулируемом и конкурентном секторах практически невозможно разделить, всегда есть возможность перенести часть затрат конкурентного сектора на регулируемый сектор в следующем периоде регулирования.

Согласно закону «Об электроэнергетике» (ст. 25. Антимонопольное регулирование и контроль на оптовом и розничных рынках, п. 6), в отношении юридического лица – поставщика электрической энергии (или в отношении юридических лиц, которые осуществляют согласованные действия), владеющего генерирующим оборудованием, составляющим в совокупности 35% и более установленной генерирующей мощности в границах ценовой зоны оптового рынка, Правительство РФ может применить следующие меры: введение государственного регулирования цен (тарифов) на срок до шести месяцев; принудительное разделение (в случае одного юридического лица).

Ценовая зона европейской части российского оптового рынка электроэнергии определена в Правилах оптового рынка электроэнергии переходного периода. Следует отметить, что доля поставки электроэнергии в пределах оптового рынка ценовой зоны европейской части концерном «Росэнергоатом» составляет около 50%, остальное – электростанции холдинга РАО «ЕЭС России». В этой ценовой зоне задействовано 22,3 млн. кВт мощности АЭС. Установленная мощность федеральных электростанций России составляет 44,8 млн. кВт (2001 г.), около 30 млн. кВт из них работает в европейской ценовой зоне оптового рынка электроэнергии, остальная – в Сибирской и Дальневосточной зоне ФОРЭМ. Таким образом, доля мощности АЭС концерна «Росэнергоатом», включая Ленинградскую АЭС, составляет свыше 42% мощности электростанций европейской ценовой зоны оптового рынка и 35% без Ленинградской АЭС. Учитывая ввод в 2004 г. 1 млн. кВт на Калининской АЭС, доля «Росэнергоатома» превысит 35% даже без Ленинградской АЭС. Следовательно, в соответствии со ст. 25 Закона «Об электроэнергетике» к «Росэнергоатому» может быть применено принудительное разделение.

Аналогичная ситуация может сложиться и для ОАО «Газпром». Согласно Закону «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках» от 22 марта 1991 г., доля одного поставщика на свободном рынке (в том числе газовом) не должна превышать 35%.

Заметим, что практики одновременного существования регулируемого и свободного секторов рынков газа, как и электроэнергии, нет нигде в мире. Кроме того, во многих регионах России ОАО «Газпром» является единственным

поставщиком-монополистом природного газа, и в этих регионах свободный рынок газа, очевидно, незаконен.

Оценим возможный объем газа, который может продаваться на свободном секторе рынка газа в соответствии с 35-процентной нормой. Лицами, не аффилированными с ОАО «Газпром» и другими региональными монополистами, добывается в год 46,7 млрд. куб. м газа. За вычетом попутного нефтяного газа, прошедшего переработку на заводах компании «Сибур-Тюмень», его объемы сокращаются до 39,2 млрд. куб. м. Из указанного количества независимые производители, добывающие 24,6 млрд. куб. м, не имеют связи с магистральными газопроводами ОАО «Газпром» – они продают газ в районах добычи. Ввод в систему имеют независимые производители, добывающие всего 14,6 млрд. куб. м. Из них только 11 млрд. куб. м (в том числе компания «Итера» – 9 млрд. куб. м) имеют ввод в магистраль, выходящие в европейскую часть России<sup>5</sup>. Приведенные цифры относятся, по-видимому, к 2001 г. Однако за 2002-2003 гг. ситуация изменилась незначительно.

Очевидно, следует рассматривать свободный сектор рынка газа лишь в рамках Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России, доступ в которую имеют независимые производители газа в объеме 14,6 млрд. куб. м [22]. Проблем продажи газа на месте добычи независимыми производителями не возникает (доступ в ЕСГ, распределение квот на экспорт и т. д.). Тогда ОАО «Газпром» может поставлять в свободный сектор газа ЕСГ не более  $x$  млрд. куб. м, где  $x$  определяется из уравнения:

$$x / (x + 14,6) = 0,35.$$

Отсюда  $x = 7,86$  млрд. куб. м, что составляет менее 2,8% поставок газа ОАО «Газпром» на внутренний рынок России, который составил 282,1 млрд. куб. м.

В статье [22] отмечается, что ОАО «Газпром» внес в Минэкономразвития России предложение о продаже по свободным ценам во втором полугодии 2002 г. 10 млрд. куб. м газа. При этом предусматриваются равные условия работы для независимых производителей. По-видимому, продажа 10 млрд. куб. м газа «Газпромом» нарушает закон о конкуренции. Чтобы доля «Газпрома» в размере 10 млрд. куб. м газа не превышала 35% продаж в свободном секторе рынка газа, независимые производители должны были поставить в ЕСГ более 18,6 млрд. куб. м, что на 27,4% больше по сравнению с 14,6 млрд. куб. м.

Примем, что независимые производители газа увеличат поставку в ЕСГ в 2010 г. на 100%, до 30 млрд. куб. м. Тогда предельно допустимый по закону о конкуренции объем поставок газа ОАО «Газпром» в свободный сектор рынка газа возрастет до 16 млрд. куб. м, что составит примерно 5% всех его продаж на внутреннем рынке России (табл. 7).

Таблица 7

Предельные доли продажи газа ОАО «Газпром» в свободном секторе рынка газа ЕСГ РФ при ограничении доли продаж 35%

Объем продаж	2001 г.	2010 г.	2020 г.
Предельный объем продаж газа Газпромом в свободном секторе рынка в ЕСГ РФ, млрд. куб. м	7,8	16	32,0-48,5
Доля его продаж на внутреннем рынке, % от общего объема	2,8	5	10-15
Объем продаж газа независимыми производителями в ЕСГ РФ,			

<sup>5</sup> Эти положения приведены в докладе начальника Управления рынка газа ООО «Межрегионгаз» А.А. Петрова в РСПП 4 июня 2002 г. и изложены в статье [22].

млрд. куб. м	14,6	30	60-90
--------------	------	----	-------

Авторы введения двухсекторной модели рынка газа предусматривают рост продаж на свободном секторе рынка до 50% к 2010 г., что составит более 150 млрд. куб. м продажи газа по свободным ценам. Однако это недопустимо по закону о конкуренции и ограничении монополистической деятельности – развитие свободного рынка газа до таких размеров будет провоцировать расчленение «Газпрома» на независимые компании по добыче газа.

В статье [22] предполагается, что свободные цены будут выше регулируемых цен на газ на 30-50%. На уровне 50% предусматривается ввести предельные цены на газ для свободного сектора. Учитывая, что по свободным ценам «Газпром» сможет реализовать только 5% всех продаж на внутреннем рынке газа по цене, на 50% выше регулируемой цены, то для получения такой же выручки от продажи газа на полностью регулируемом рынке газа достаточно повысить регулируемую цену газа всего лишь на 2,5%. При этом снимаются проблемы двухсекторной модели рынка газа, связанные с ценовой дискриминацией потребителей и независимых производителей, «серыми схемами» и коррупцией, исчезает необходимость дробления ОАО «Газпром» на части в целях соблюдения закона о конкуренции.

### Литература

1. Страны и регионы. 2002. Стат. справ. Всемирного банка. М.: Весь мир, 2003.
2. Доклад о мировом развитии 2000-2001 года. Наступление на бедность. М.: Весь мир, Всемирный банк, 2001.
3. Российский статистический ежегодник 2003. Стат. сб. М.: Госкомстат России, 2003.
4. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Об энергоёмкости национальной экономики и определяющих ее факторах // Экономика и математические методы. 2003. Т. 39. № 4.
5. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Диспаритет цен в России и мире // Проблемы прогнозирования. 2002. № 6.
6. Новая энергетическая стратегия России. М.: Атомиздат, 1997.
7. Некрасов А.С., Борисова И.Н., Крестина Ю.С. и др. Цены на энергию в экономике России // Проблемы прогнозирования. 1996. № 2.
8. Кузык Б.Н., Агеев А.И., Волконский В.А., Кузовкин А.И., Мудрецов А.Ф. Природная рента в экономике России. М.: Институт экономических стратегий, 2004.
9. Волконский В.А., Кузовкин А.И., Мудрецов А.Ф. Природная рента и методы ее оценки // Проблемы прогнозирования. 2005. № 1.
10. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена Правительством РФ 28.08.03 г.
11. Газпром в вопросах и ответах, в цифрах и фактах. К Парламентским слушаниям «О состоянии и перспективах развития российского газового комплекса», Москва, Государственная Дума РФ, 7 июня 2004 г.
12. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Ценовые и финансовые проблемы топливно-энергетического комплекса // Проблемы прогнозирования. 2000. № 1.
13. Волкова Е.А., Макарова А.С., Урванцева Л.В., Шульгина В.С. Обоснование целесообразности изменения структуры топливоснабжения электростанций Европейской части страны. М.: ИНИ РАН, 2002.
14. Известия, 22 мая 2004 г.
15. Энергоэффективная экономика на 2002-2005 годы и на период до 2010 г. Федеральная целевая программа. Минэнерго РФ, ОАО «Гипронизгаз», Саратов, 2001.
16. Материалы Рабочей группы РСПП по реформированию газовой отрасли. 2002.
17. Макаров А.А., Макарова Т.Е., Шевчук Л.М. Приоритеты развития газовой отрасли России // Энергетика. 2003. № 2.
18. Митрова Т.А. Либерализация европейского рынка газа: вероятные последствия для российских производителей // Энергетика. 2003. № 2.
19. Язев В.А. Государство и бизнес. Основы социально-рыночного партнерства в ТЭК. М.: Наука, 2004.
20. Рыбальченко И. Реформа «Газпрома» застряла в трубе // Коммерсант, 26 сентября 2003 г.
21. Симаков Д., Беккер А. Миллер посчитал цену реформы // Ведомости, 26 сентября 2003 г.
22. Петров А.А. Система ценообразования на газ и основные задачи в области газоснабжения // Вестник ФЭК России. 2003. № 1.