

Чернавский С.Я., Эйсмонт О.А.

## Анализ повышения эффективности газовой отрасли России

**Препринт # BSP/2004/XXX R**

Эта работа была написана на основе магистерских тезисов в РЭШ в 2004 году в рамках исследовательского проекта “Эффективность использования природных ресурсов в России” под руководством С.Я. Чернавского (к.т.н., ЦЭМИ РАН), О.А. Эйсмонта (к.ф.-м.н., проф., РЭШ).

Проект осуществлен при поддержке Фонда Форда, Всемирного Банка и Фонда Джона и Кэтрин МакАртуров.

Москва  
2004

**Чернавский С.Я., Эйсмонт О.А.** Анализ повышения эффективности газовой отрасли России. / Препринт # BSP/2004/XXX R. - М.: Российская Экономическая Школа, 2004. – 110 с. (Рус.)

В этой работе мы рассматриваем следующие стратегические направления совершенствования российской газовой отрасли: с помощью математической модели сравниваются различные структуры организации внутреннего рынка природного газа (монополия, олигополия, конкурентный рынок). Показывается, что конкурентный рынок и монополия с сохранением монопольной роли государства на экспортных направлениях является оптимальной формой организации рынка природного газа в России, учитывая специфические для России условия взаимного расположения месторождений природного газа и потребителей.

На разработанной модели свободного рынка природного газа определены условия его функционирования и характер рыночных равновесий. Показано, что сравнительно небольшой свободный рынок природного газа – полезный инструмент для повышения эффективности российской газовой отрасли. Доля Газпрома на этом рынке должна быть ограничена.

Рассмотрены возможности повышения доли России в рентных доходах при экспорте российского природного газа, которая в настоящее время ограничивается монопольной властью транспортировщиков. С помощью разработанной математической модели показано, что строительство дополнительных газопроводов – эффективный инструмент для решения этой проблемы.

Рассматриваются условия развития европейского рынка природного газа и показывается, что опыт реформирования европейского рынка природного газа и разработанные на разных стадиях развития этого рынка полезны для совершенствования институциональной среды, необходимой для повышения эффективности российской газовой отрасли.

**Ключевые слова:** рынок газа, газовая отрасль, торговля природным газом, математическое моделирование, монопольная рыночная власть, тарифы на природный газ, балансы природного газа, лимиты на газ, конкуренция, государственное регулирование

**Chernavsky Sergei, Eismont Oleg.** How to increase the effectiveness of Russian gas sector?/ Working Paper # BSP/2004/XXX R. – Moscow, New Economic School, 2004. –110 p. (Rus.)

The report examines the following strategies aimed to increase the effectiveness of the Russian gas sector. A mathematical model is used to compare various options for the organization of a domestic natural gas market (a monopoly, an oligopoly, a competitive market). With the government monopoly retained in the export field, a competitive market is proved to be an optimal option for the organization of a natural gas market in Russia with regard to the specific Russian conditions where gas fields and gas consumers can be far apart from each other.

A free gas market model is used to determine prerequisites to the functioning of the market and describe the nature of market equilibriums. A comparatively small free gas market is shown to be a useful tool for increasing the effectiveness of the Russian gas sector. The Gasprom's share in that market must be limited.

The report examines the scope for increasing Russia's share in rental incomes from Russian gas exports, which is now limited by transporters' monopoly. A mathematical model is used to suggest that laying additional gas pipelines should be an efficient solution to this problem.

The report gives an overview of the European natural gas market and points out that the experience gained in the restructuring of the European gas market and the institutes created in the course of its development can be useful in improving the institutional environment required for increasing the effectiveness of the Russian gas sector.

**Key words:** a gas market, the gas industry, natural gas trade, mathematical modeling, market monopoly, natural gas rates, natural gas balances, gas limits, competition, government regulation.

**ISBN**

© Чернавский С.Я., Эйсмонт О.А., 2004 г.

© Российская экономическая школа, 2004 г.

## Оглавление

Введение.....	6
1. Оценка сравнительной эффективности различных форм организации российской газовой отрасли.....	8
1.1. Эффективность различных структур рынка природного газа в России.....	9
1.2. Исходные данные.....	11
1.3. Конкурентный рынок газа в России (модель 1).....	13
1.4. Конкурентный рынок газа в России при экспортной монополии государства (модель 2).....	14
1.5. Добыча и транспортировка природного газа в России осуществляются государственной монополией (модель 3).....	15
1.6. Монополия владеет добычей и транспортом газа, государство устанавливает тарифы на газ на внутреннем рынке (модель 4).....	17
1.7. Недискриминирующая монополия (модель 5).....	20
1.8. Олигополия на российском рынке природного газа (модель 6).....	22
1.9. Анализ полученных результатов.....	24
2. Оценка возможных организаций в России свободного рынка природного газа.....	28
2.1. Почему нужен рынок свободного газа в России.....	28
2.2. Моделирование рынка природного газа в условиях монополии на рынке.....	29
2.3. Моделирование свободного рынка при наличии на рынке независимых производителей.....	32
3. Разработка модели для анализа последствий строительства дополнительных газопроводов.....	36
3.1. Введение.....	36
3.2. Обзор литературы.....	36
3.3. Структура торговли природным газом между Россией и Западной Европой.....	39
3.4. Игровой подход к торговле природным газом между Россией и Западной Европой.....	40
3.4.1. Игроки.....	40
3.4.2. Принятие решений игроками.....	41
3.4.3. Выигрыши игроков.....	42
3.5. Взаимодействие между игроками.....	44
3.6. Основные уравнения.....	45
3.7. Математическое описание модели.....	46
3.7.1. Стратегия Импортёра.....	46
3.7.2. Стратегия Транспортировщиков.....	48
3.7.3. Стратегия Экспортёра.....	50
3.7.4. Равновесие решения.....	51
3.7.5. Выбор параметров.....	51
3.8. Результаты модели Wafik Grais и Kangbin Zheng (1994).....	52
3.9. Результаты расчетов.....	54
3.9.1. Изменения в среде игроков.....	54
3.9.2. Изменение количества игроков на рынке транспортировок.....	56
3.10. Выводы.....	58
4. Развитие европейского рынка природного газа.....	59
4.1. Введение.....	59
4.2. Определения.....	61
4.3. Начальный этап развития европейского рынка природного газа.....	62
4.4. Запасы природного газа для европейского рынка.....	66
4.5. Рост европейского рынка газа и создание его транспортной инфраструктуры.....	68
4.5.1. Факторы роста привлекательности природного газа в Европе.....	68
4.5.2. Потребление и производство природного газа на европейском рынке.....	71
4.5.3. Институты рынка в период роста его масштаба и развития инфраструктуры.....	76
4.5.4. Выводы по разделу.....	80
4.6. Организация интегрированного рынка газа в Европе.....	81
4.7. Газовый рынок Великобритании.....	86
4.8. Сертифицированные потребители на рынке газа.....	89
4.9. Влияние дерегулирования рынка газа на цену газа.....	90
4.10. Конкуренция на национальных рынках газа.....	96
4.11. Хабы.....	101
Добыча газа, импорт газа в 2002-2003 годах.....	104
4.12. Зависимость Европейского рынка газа от внешних источников газа.....	108
4.13. Заключение.....	109
Литература.....	110

## Список таблиц

Таблица 1. Изменение параметров модели 4 в зависимости от внутренних цен газа .....	19
Таблица 2. Сравнение параметров различных структур газовой отрасли .....	25
Таблица 3. Общая система уравнений модели .....	45
Таблица 4. Система уравнений с CES функций общественного благосостояния .....	46
Таблица 5. Эффект изменения параметров .....	53
Таблица 6. Численные значения переменных, при олигополии на рынке транспорта газа .....	57
Таблица 7. Баланс газа Англии в 1945 – 1955 годах, млн. м <sup>3</sup> /год .....	64
Таблица 8. Производство природного газа в странах Европы в 1945-1965 годах, млн. м <sup>3</sup> /год .....	65
Таблица 9. Распределение запасов природного газа в Европе и соседних регионах и странах, на конец 2000 г. .	67
Таблица 10. Потребление природного газа, млрд. м <sup>3</sup> .....	72
Таблица 11. Динамика потребления природного газа в Европе, млрд. м <sup>3</sup> .....	73
Таблица 12. Производство природного газа в странах Европы, млрд. м <sup>3</sup> .....	74
Таблица 13. Динамика добычи природного газа в Европе, млрд. м <sup>3</sup> .....	75
Таблица 14. Роль российского природного газа в потреблении и импорте газа в Европу, % .....	75
Таблица 15. Уровень открытости национальных рынков газа с 2000 по 2003 годы .....	83
Таблица 16. Анализ основных характеристик национальных рынков газа с точки зрения развития конкуренции на июль 2003 года. ....	84
Таблица 17. Оценка доли потребителей газа, поменявших поставщиков газа .....	89
Таблица 18. Уровень цен и темпы роста цен для различных стран на июль 2003 года .....	90
Таблица 19. Результаты входа крупных компаний на национальные рынки государств Европейского союза .....	97
Таблица 20. Структура розничного рынка газа .....	100
Таблица 21. Тарифы газовой сети. ....	101
Таблица 22. Рыночная структура импорта и добычи газа .....	106
Таблица 23. Потребление, добыча и импорт газа в млн. м <sup>3</sup> . (на июль 2003 года) .....	107

## Список рисунков

Рисунок 1. Общая схема Российско-Европейского рынка газа.....	9
Рисунок 2. Функция спроса российских потребителей на природный газ .....	12
Рисунок 3. Схема российского рынка газа в случае конкурентной добычи газа .....	13
Рисунок 4. Схема конкурентного рынка газа при контроле за экспортом.....	14
Рисунок 5. Схема монопольного рынка газа.....	15
Рисунок 6. Схема рынка газа при регулируемых тарифах .....	17
Рисунок 7. Значения SW, CS и прибыль монополии в зависимости от цены газа $p_R$ на российском рынке .....	19
Рисунок 8. Схема монопольного рынка газа.....	20
Рисунок 9. Схема олигопольного российского рынка газа .....	22
Рисунок 10. Влияние отсутствия координации на рынке природного газа .....	28
Рисунок 11. Свободный рынок газа с одним производителем.....	30
Рисунок 12. Зависимость цены газа на свободном рынке в зависимости от доли потребления газа на свободном рынке от общего потребления газа .....	32
Рисунок 13. Свободный рынок газа с несколькими производителями .....	33
Рисунок 14. Зависимость цены газа на свободном рынке от предельных издержек независимых компаний .....	34
Рисунок 15. Структура потребления газа в Англии в 1955 году.....	64
Рисунок 16. Цены на газ для больших коммерческих потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года (по пятнадцати странам Западной Европы). 420 000 ГДж/год (приблиз. 120ГВт) Источник [4]..	91
Рисунок 17. Цены на газ для небольших коммерческих потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года (по пятнадцати странам Западной Европы). 420 ГДж/год (приблиз. 120МВт) Источник [4].....	92
Рисунок 18. Цены на газ для бытовых потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года (по пятнадцати странам Западной Европы). 16 ГДж/год (приблиз. 4,5МВт) Источник [4].....	92
Рисунок 19. Цены на газ (Euro/GJ) для больших коммерческих потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года (по странам Западной Европы EU15, и по странам Восточной Европы). 420 000 ГДж/год (приблиз. 120ГВт) Источник [4] .....	93
Рисунок 20. Цены на газ (Euro/GJ) для небольших коммерческих потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года. 420 ГДж/год (приблиз. 120МВт) Источник [4] .....	93
Рисунок 21. Цены на газ (Euro/GJ) для бытовых потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года. 16 ГДж/год (приблиз. 4,5МВт) Источник [4]. Данные по ценам включают НДС и другие энергетические налоги. ....	94
Рисунок 22. Структура цены газа для больших потребителей Источник [4].....	94
Рисунок 23. Структура цены газа для небольших коммерческих потребителей Источник [4] .....	95
Рисунок 24. Сравнение цен на газ (для небольших коммерческих потребителей газа) и на нефть в период с января 1997 года по июль 2003 года.....	96
Рисунок 25. Результаты попыток входа на национальные рынки газа с августа 2000 года по март 2001 года (источник:[5a]).....	98
Рисунок 26 Увеличение доли газа транспортируемого третьими компаниями (% от общего количества газа) с августа 2000 года по март 2001 года. Источник [5a].....	99
Рисунок 27. Газ транспортируемый третьими компаниями (% от общего количества газа) на март 2001 года. Источник:[5a].....	99
Рисунок 28. Цена на газ на NBP (нижняя линия) и цена на нефть (черная верхняя линия) в период с января 2002 года по декабрь 2003 года Источник [4].....	103
Рисунок 29. Потребление газа различными странами западной Европы за 2000 год .....	104
Рисунок 30. Доли компаний поставляющих газ на европейский рынок .....	105
Рисунок 31. Основные покупатели газа в Европе .....	105
Рисунок 32. Импорт природного газа в 1999 году из стран не входящих в Европейский союз (источник [6]) .	108
Рисунок 33. Прогноз роста спроса и предложения на газ до 2020 года (Источник [8]) .....	109

## Введение

Значительная часть проблем сегодняшней газовой отрасли России обусловлена, с одной стороны, историческими причинами, а с другой – взаимным расположением месторождений природного газа и его потребителей.

Исторические причины состоят в том, что до 1992 года вся газовая промышленность в России находилась в государственной собственности и управлялась одним министерством, во главе которого в момент выделения России из СССР стоял будущий премьер-министр России. Это создало предпосылки того, что произошло после образования России как независимого государства - практически все российские активы добычи и транспорта природного газа были переданы одному государственному концерну, а затем при его акционировании и приватизации - акционерной компании ОАО «Газпром». Газпром стал не только монополистом в области газоснабжения российских производителей, но и монополистом в области экспорта газа из России.

Таким образом, монополизм в газовой отрасли, его воздействие на экономику и экономические институты являются основными нерешенными проблемами российской газовой отрасли, которые необходимо исследовать с помощью научных методов.

Значимость этой проблемы обусловлена тем, что природный газ является конкурентоспособным товаром, по крайней мере, на европейском рынке природного газа. Экспортируя его, страна получает значительные финансовые ресурсы для своего развития. К тому же доказанные запасы российского природного газа составляют около 32 % всех мировых запасов природного газа, т.е. они настолько велики, что российский природный газ является стратегически ценным топливом и сырьем не только для России, но и многих других стран. Эффективность использования такого ценного ресурса – важнейшая проблема не только Газпрома, но и всего общества.

К тому же по своим технологическим и экологическим свойствам природный газ – наиболее ценное органическое топливо. Его калорийность выше, а удельное количество вредных выбросов ниже, чем при сжигании других видов органического топлива - мазута и угля. Именно поэтому в большинстве развитых стран принимаются меры по расширению рынка природного газа и повышению эффективности его функционирования.

Газовая отрасль – не единственный сектор экономики, который нуждается в совершенствовании. Электроэнергетика, транспорт, связь, имущественные отношения – примеры тех секторов экономики, где не только за рубежом, но и в России разработаны и внедряются меры по их реформированию с тем, чтобы повысить эффективность их работы.

В этом ряду реформируемых отраслей и секторов российская газовая отрасль – пример противоположный. За исключением того, что после 1992 года доля государственной собственности в ней снизилась, структурно и институционально российская газовая отрасль мало изменилась после того, как в стране была ликвидирована государственная монополия на подавляющем большинстве рынков товаров и услуг и государственная монополия на распределение ресурсов между экономическими агентами.

Некоторые специалисты убеждены, что монополизм Газпрома обусловлен присущим ему эффектом от масштаба. Если это так, то разделение его на какие-либо части уничтожает этот эффект и увеличивает издержки газоснабжения. Другие эксперты, напротив, полагают, что эффектом от масштаба Газпром не располагает, и Газпром остается одной из самой не-реформируемых отраслей российской экономики вопреки положениям экономической теории. Проблема эта до сих пор не была решена.

Сохранив монополизм Газпрома, государство оставило за собой его ценовое регулирование. Характер взаимодействия Газпрома и государства время от времени меняется. Последние два года были отмечены усилением давления государства на Газпром, выразившееся в том, что просьбы последнего увеличивать тарифы на газ удовлетворяются государством только частично. Однако и Газпром оказывает давление на государство, стремясь получить у государства одобрение своей ценовой и инвестиционной политики. Поэтому исследование эффективности институтов и механизмов, к которым прибегают обе стороны в процессе регулирования газовой отрасли, является также значимой проблемой.

Проблема монополизма ОАО «Газпром» осложнена тем, что, хотя в России доказанных запасов природного очень много (около 32 % мировых доказанных запасов), территориально они расположены довольно близко друг к другу: на севере Западной Сибири, на Ямале и Таймыре. Такое расположение запасов стимулировало государство держать добычу «в одних руках», т.е. в руках Газпрома. Хотя эффект снижения издержек добычи от ее масштаба, экономически не был оценен и доказан, видимо, этот довод принимался во внимание при создании Газпрома как монополиста добычи.

В указанном районе открыты очень крупные месторождения. В четырех крупнейших - Бованенковском, Ямбургском, Заполярном и Уренгойском сосредоточено 9.98 трлн. куб. м доказанных запасов. Эти месторождения вместе с месторождением Медвежье, находящимся в том же регионе, и Оренбургским на Урале дают около 85 % добычи всего российского природного газа. Постепенно месторождения-гиганты истощаются, что заставляет переходить в добычу более дорогого газа (переход к разработке более мелких месторождений, расположенных в более суровых климатических условиях в районах со слабо развитой инфраструктурой). Это создает проблему поиска источников инвестиций.

Из российских месторождений приемлемый по цене природный газ может поставляться в пределах территории Европы, а также районов Юго-Восточной Азии, примыкающих к границам России (Япония, Корея, Китай). Сейчас и на ближайшую перспективу основной внутренний рынок природного газа в России – это европейская часть страны, а основное экспортное направление – европейский рынок. Оба рынка растущие, что обусловлено стремлением снизить загрязнение окружающей среды производителями и потребителями энергии и продолжающимся сопротивлением в европейских странах развитию ядерной энергетики, а также ростом экономики в этой части света.

Основная технология транспорта газа – трубопроводная. Она довольно дорога, поэтому рынки газа располагаются ближе к месторождениям газа, чем рынки нефти - к месторождениям нефти. Рынки природного газа обычно обслуживают потребителей, расположенных в пределах тысяч, а не десятков тысяч километров от месторождений. Среднее расстояние транспорта российского природного газа на внутренний рынок - около 2400 км. Длинные транспортные плечи доставки природного газа делают проблему повышения эффективности его транспорта одной из приоритетных проблем газовой отрасли. Другая проблема – поиск источников инвестиций для развития газопроводной системы. Инвестиции требуются и для того, чтобы поддержать существующие газопроводы в работоспособном состоянии.

Таким образом, инвестиционная программа Газпрома, степень ее обоснованности – одна из ключевых проблем отрасли. Однако в данном исследовании она не рассматривается. В данном исследовании исследовались те приоритетные проблемы, которые по тем или иным причинам не были освещены в других работах. Эти проблемы следующие:

- оценка сравнительной эффективности различных форм организации российской газовой отрасли,
- оценка возможностей организации в России свободного рынка природного газа,
- оценка возможностей организации в России свободного рынка природного газа,
- оценка возможностей для усиления роли России при распределении ренты российского природного газа,
- оценка институтов, использованных в других странах для развития газовой отрасли.

## **1. Оценка сравнительной эффективности различных форм организации российской газовой отрасли**

Многочисленные дискуссии о реформировании газовой отрасли в России сводятся, в основном, к трем предложениям: 1) сохранить существующую монополию Газпрома, 2) создать конкурентный рынок газа, 3) разделить Газпром на две независимых компании: добывающую и транспортировочную. При этом, однако, не приводятся оценки последствий пред-

лагаемых реформ (или их отсутствия), отражающие реальное поведение экономических агентов, которые окажутся под воздействием этих реформ. В этой связи представляется весьма полезным экономический анализ различных схем организации рынка природного газа в России. Учитывая значительные сложности детального рассмотрения этой задачи, целесообразно начать этот анализ с рассмотрения проблемы на достаточно агрегированном уровне.

### 1.1. Эффективность различных структур рынка природного газа в России

Экономические проблемы либерализации рынка газа рассматривались в работе Cremer and Laffont (2002), где показано, что наличие избыточных мощностей по транспорту газа может способствовать эффективному регулированию олигополистических рынков. Работа Hubert and Ikonnikova (2002) посвящена оценке переговорной силы Украины как ключевого игрока на рынке транспорта газа из России в Европу. К сожалению, практически нет работ, в которых бы анализировались экономические проблемы реформирования газовой отрасли в России.

Рассматривается следующая схема Российско-Европейского рынка природного газа.

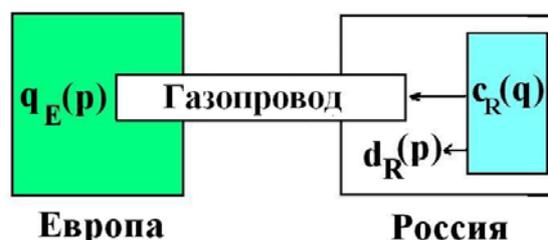


Рисунок 1. Общая схема Российско-Европейского рынка газа

Имеется российский рынок природного газа, характеризуемый функцией спроса  $d_R(p)$ , где  $d_R$  – количество потребляемого в России газа,  $p_R$  – его цена. Все потребности России в природном газе обеспечиваются за счет внутреннего производства, которое характеризуется функциями издержек добычи  $c_R(q_R)$  и транспортировки  $c_t(q_R)$ , где  $q_R$  – объем добываемого в России природного газа. Часть производимого в России газа поставляется на Европейский рынок. Кроме российского газа на Европейский рынок поставляется газ из Североморских месторождений, Голландии, Северной Африки. Предполагается, что все поставщики природного газа на Европейский рынок, кроме России, ведут себя конкурентным образом. Тогда спрос на российский газ в Европе будет описываться функцией остаточного спроса  $\tilde{q}_E(p_E)$ , где  $\tilde{q}_E$  – количество потребляемого в Европе российского газа,  $p_E$  – его цена. Российский газ поступает в Европу по газопроводу, пролегающему по территории третьих стран (Украина и Белоруссия). Учитывая, что львиная доля российского газа транспортируется через террито-

рию Украины, будем предполагать, что Украина является монополистом по перекачке российского газа в Европу. Текущие издержки на транспортировку российского газа по территории Украины равны  $c_U(q_E)$ , постоянная составляющая издержек транспортировки равна  $\bar{c}_U(Q)$ , где  $Q$  – пропускная способность газопровода,  $q_E \leq Q$ .

Предполагается, что потери газа (потребление газа компрессорами) при его транспортировке по газопроводам составляют  $\alpha_R$  на территории России и  $\alpha_U$  – на территории Украины.

Предполагается, что Украина знает функцию остаточного спроса на российский газ в Европе и принимает цену предлагаемого ей российского газа  $p_U$ , как экзогенно заданную величину. Тогда прибыль Украины от транспортировки российского газа в Европу будет равна

$$\pi_U = p_E(\alpha_U q_E) \alpha_U q_E - p_U q_E - c_U(q_E) - \bar{c}_U(Q) \quad (1)$$

где  $\tilde{q}_E = \alpha_U q_E$ ,  $\alpha_U$  – коэффициент потерь при транспортировке газа по территории Украины,  $q_E$  – объем экспортируемого на Европейский рынок российского газа.

Украина максимизирует свою прибыль, исходя из своего монопольного положения на рынке транспорта газа из России в Европу. Тогда из условия максимизации прибыли, получаемой Украиной за транспортировку российского газа, следует

$$p_E(\tilde{q}_E) \left( 1 + \frac{1}{\sigma_E} \right) = p_U + c'_U(q_E), \quad (2)$$

где  $\sigma_E = \frac{d\tilde{q}_E}{d p_E} \cdot \frac{p_E}{\tilde{q}_E}$  – ценовая эластичность спроса на российский газ в Европе.

Отметим, что здесь и всюду ниже при максимизации прибыли ограничения на пропускную способность экспортного газопровода оказываются не обязывающими.

Уравнение (2) определяет функцию спроса на российский газ, поставляемый в Европу, в зависимости от цены, по которой Россия продает этот газ Украине, т.е.  $q_E = q_E(p_U)$ . Тогда при условии, что экспорт природного газа из России находится под контролем монополии, прибыль газовой отрасли России от продажи природного газа внутри страны и его экспорта в Европу будет равна:

$$\pi_R = p_R(d_R) \cdot d_R + p_U(q_E) \cdot q_E - c_R(q_R) - c_I(q_R) \quad (3)$$

Далее рассматривается ряд моделей организации рынка природного газа в России.

1. Рынок природного газа в России является конкурентным, при этом Украина покупает газ в России по внутренним российским ценам.

2. Рынок природного газа в России является конкурентным, однако, экспорт газа в Европу контролируется государством.

3. Рынок природного газа в России является монопольным, при этом Украина покупает российский газ по внутренним ценам.

4. Монополия по добыче и транспортировке газа в России контролируется государством, которое стремится к максимизации общественного благосостояния.

5. Монополия по добыче и транспорту газа при регулируемых государством тарифах.

6. Рынок природного газа в России является олигополистическим, имеет место свободный доступ Украины на внутренний российский рынок.

Все рассматриваемые модели организации рынка природного газа в России сравниваются между собой, исходя из уровня российского общественного благосостояния. Общественное благосостояние определяется как сумма излишков потребителей  $CS$ , прибыли производителей, поставляющих газ на внутренний рынок  $\pi_I$ , и прибыли от экспорта российского газа в Европу -  $\pi_E$ .

$$SW = CS + \pi_I + \pi_E, \quad (4)$$

$$\text{где } CS = \int_{P_R}^{\infty} d_R(x) dx \quad (5)$$

$$\pi_I + \pi_E = p_R d_R + p_E q_E - c_R(q_R + q_E) - c_i(q_R + q_E) \quad (6)$$

## 1.2. Исходные данные

К сожалению, отсутствуют надежные оценки функции спроса на природный газ в России. Имеющиеся оценки функции спроса на природный газ для различных отраслей российской экономики демонстрируют (за исключением электроэнергетики) нулевую эластичность спроса. Это связано, во-первых, с весьма низкими ценами природного газа в России и во-вторых, с существованием системы распределения природного газа между потребителями (так называемых лимитов потребления). Поэтому в качестве разумного приближения использовалась функция спроса, характеризуемая постоянной ценовой эластичностью

$$d_R = a \cdot p_R^\sigma \quad (7)$$



Предельные издержки добычи газа в России принимались постоянными и равными  $\$5/\text{тыс.м}^3$ . Предельные издержки транспортировки газа по территории России и Украины принимались также постоянными и равными  $\$0.35/\text{тыс.м}^3 \cdot 100 \text{ км}$ . Исходя из этого, при среднем расстоянии от места добычи до центрального района России, равном 2500 км,  $c_i = \$8.75 \cdot q_R$ . Аналогичным образом, принимая среднее расстояние транспортировки газа через территорию Украины равным 1500 км, получаем  $c_U = \$5.25 \cdot q_E$ .

Приняты следующие значения коэффициентов потерь природного газа при его перекачке по газопроводам России и Украины, соответственно:  $\alpha_R = 0.94$ ,  $\alpha_U = 0.96$ .

### 1.3. Конкурентный рынок газа в России (модель 1)

Рассмотрим вначале случай, когда рынок природного газа в России является конкурентным, что соответствует достаточно большому числу компаний, работающих на этом рынке, рисунок 3.

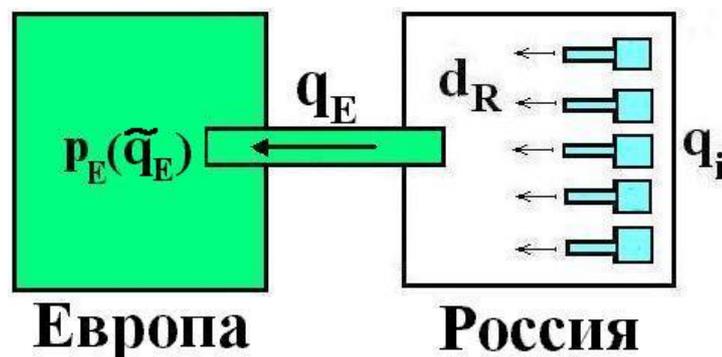


Рисунок 3. Схема российского рынка газа в случае конкурентной добычи газа

Конкурентность рынка может быть обеспечена и при небольшом количестве компаний при условии, что они конкурируют в соответствии с моделью Бертрана, т.е. выбирают в качестве стратегии поведения цены, а не объемы поставляемого на рынок газа. В случае конкурентного рынка цена природного газа на российском рынке установится на уровне предельных издержек на добычу и транспортировку газа с учетом потерь, т.е.  $p_R = \$14.67/\text{тыс. м}^3$ . Тогда объем потребляемого в России природного газа, определяемый функцией спроса (7), будет равен 572 млрд.  $\text{м}^3$ . При свободном доступе на российский рынок компании, осуществляющей перекачку российского газа в Европу, максимизация прибыли этой компании ведет

к установлению цены российского газа на европейском рынке на уровне \$170/ тыс. м<sup>3</sup> и, соответственно, к ежегодному потреблению 78 млрд. м<sup>3</sup> российского газа.

#### 1.4. Конкурентный рынок газа в России при экспортной монополии государства (модель 2)

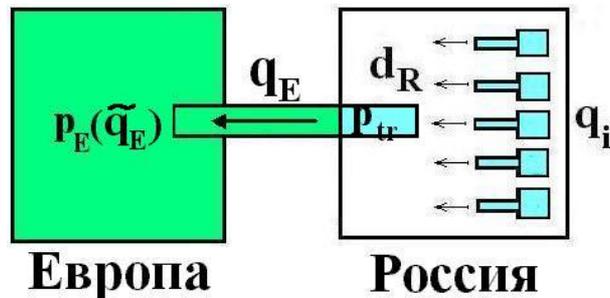


Рисунок 4. Схема конкурентного рынка газа при контроле за экспортом

Отличие этой модели от предыдущей состоит в том, что компания, транспортирующая российский газ через территорию Украины (именуемая в дальнейшем «независимый транспортировщик»), покупает его не непосредственно на внутреннем российском рынке, а у уполномоченного агента, представляющего интересы российского государства. В свою очередь, уполномоченный агент покупает природный газ на внутреннем российском рынке. Тогда его прибыль будет равна:

$$\pi_g = (p_U(q_E) - p_R) \cdot q_E \quad (9)$$

Используя вид функции остаточного спроса на российский природный газ в Европе (8) и результат максимизации своей прибыли транспортировщиком, можно получить:

$$\pi_g = (303.04 - 3.7 \cdot 10^{-6} \cdot q_E - p_R) \cdot q_E \quad (10)$$

Максимизация прибыли России от экспорта российского газа в Европу приводит к следующим значениям основных величин:

$$\begin{aligned} q_E &= 39 \text{ млрд. м}^3; \\ p_U &= 159 \text{ \$/тыс. м}^3; \\ p_R &= 14.7 \text{ \$/тыс. м}^3; \end{aligned}$$

$$p_E = 245 \text{ \$/тыс.м}^3;$$

$$q_R = 572 \text{ млрд.м}^3;$$

$$\pi_g = 5.62 \text{ млрд.\$};$$

$$CS = 79 \text{ млрд.\$};$$

$$SW = 84.8 \text{ млрд.\$}.$$

### 1.5. Добыча и транспортировка природного газа в России осуществляются государственной монополией (модель 3)

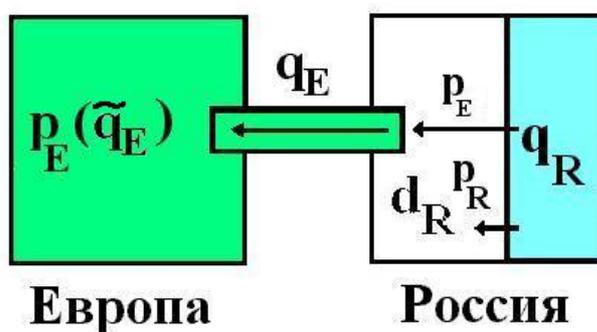


Рисунок 5. Схема монопольного рынка газа

Предполагается, что целью государства является максимизация общественного благосостояния. При этом государство проводит политику ценовой дискриминации, т.е. устанавливает различные цены на природный газ для внутренних потребителей и для компании, покупающей газ в России и транспортирующей его в Европу.

Прибыль государственной монополии в этом случае будет равна:

$$\pi_m = p_R(d_R) \cdot d_R + p_U(q_E) \cdot q_E - c_R(q_R) - c_t(q_R) \quad (11)$$

Выше было получено выражение для обратной функции спроса транспортировщика на российский газ:

$$p_U(q_E) = 303 - 3.7 \cdot 10^6 \cdot q_E \quad (12)$$

Исходя из (5), выражение для излишков российских потребителей будет иметь вид:

$$CS = 4.8 \cdot 10^{18} \left( 10^{-8} - \frac{1}{0.94 \cdot q_R - q_E} \right) + 4.8 \cdot 10^{10} \quad (13)$$

Тогда величина общественного благосостояния для России может быть представлена в следующем виде:

$$SW = 4.8 \cdot 10^{18} \left( \frac{1}{10^8} - \frac{1}{0.94 \cdot q_R - q_E} \right) + 4.8 \cdot 10^{10} + q_E \cdot (303.04 - 3.7 \cdot 10^{-6} \cdot q_E) - 13.75 \cdot q_R \quad (14)$$

Условия максимизации общественного благосостояния имеют вид:

$$\frac{\partial SW}{\partial q_E} = -\frac{48 \cdot 10^{17}}{(0.94 \cdot q_R - q_E)^2} + 303.04 - 2 \cdot 3.7 \cdot 10^{-6} \cdot q_E = 0 \quad (15)$$

$$\frac{\partial SW}{\partial q_R} = \frac{0.94 \cdot 48 \cdot 10^{17}}{(0.94 \cdot q_R - q_E)^2} - 13.75 = 0 \quad (16)$$

Решение этой системы уравнений дает следующие значения искомым величин:

Объем экспортируемого газа:  $q_E = 38.97$  млрд. м<sup>3</sup>.

Общий объем добычи:  $q_R = 652.20$  млрд. м<sup>3</sup>.

Объем газа, потребляемого российскими потребителями:  $d_R = 571.82$  млрд. м<sup>3</sup>.

При приведенных выше значениях  $q_E$ ,  $d_R$ ,  $q_R$  прибыль монополии, излишки потребителей, уровень общественного благосостояния, а также цены на российском и европейском рынках принимают следующие значения:

Цена газа на Европейском рынке:  $p_E = 245.18$  \$/тыс.м<sup>3</sup>.

Цена газа на российском рынке:  $p_R = 14.67$  \$/тыс.м<sup>3</sup>.

Прибыль монополии: 5.62 млрд.\$.

Излишки потребителей: 79.22 млрд.\$.

Уровень общественного благосостояния: 84.84 млрд.\$.

Нетрудно видеть, что рассмотренная модель рынка природного газа полностью эквивалентна модели конкурентного рынка газа при государственном контроле за экспортом газа, что соответствует экономической теории.

### 1.6. Монополия владеет добычей и транспортом газа, государство устанавливает тарифы на газ на внутреннем рынке (модель 4)

Схема рынка газа в этой модели аналогична предыдущему случаю (рисунок 6). Как и ранее, монополия продает газ независимому транспортировщику и российским потребителям. Монополия может сама назначать цену на газ для независимого транспортировщика, но не может сама выбирать цену на газ для российского потребителя. Цена для российского потребителя устанавливается государством. Цена газа для независимого транспортировщика определяется монополией в результате решения задачи максимизации ее прибыли.

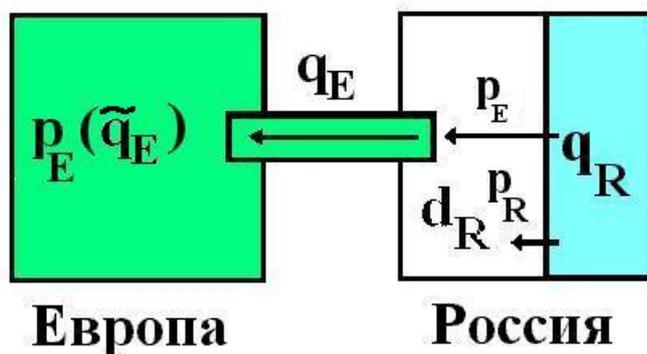


Рисунок 6. Схема рынка газа при регулируемых тарифах

Прибыль монополии описывается уравнением:

$$\pi_m = q_E \cdot p_U(q_E) + p_R \cdot d_R(p_R) - c_R(q_R) - c_{tr}(q_R), \quad (17)$$

откуда, используя соответствующие функции спроса и издержек, получаем

$$\pi_m = q_E \cdot p_U(q_E) + p_R \cdot \frac{21.9 \cdot 10^8}{\sqrt{p_R}} - c_R(q_R) - c_{tr}(q_R) \quad (18)$$

Излишки российских потребителей определяются тарифами на природный газ

$$CS = 48 \cdot 10^{17} \left( \frac{1}{10^8} - \frac{\sqrt{p_R}}{21.9 \cdot 10^8} \right) - p_R \cdot \frac{21.9 \cdot 10^8}{\sqrt{p_R}} + 4.8 \cdot 10^{10} \quad (19)$$

Монополия решает задачу максимизации своей прибыли путем выбора оптимального значения объема экспортируемого газа  $q_E$ :

$$\pi_m = q_E \cdot (303.04 - 3.7 \cdot 10^{-6} \cdot q_E) + \sqrt{p_R} \cdot 21.9 \cdot 10^8 - 13.75 \cdot \left( \frac{d_R + q_E}{0.94} \right) \rightarrow \max_{q_E} \quad (20)$$

Условие первого порядка для этого уравнения имеет вид:

$$\frac{\partial \pi_m}{\partial q_E} = 303.04 - 2 \cdot 3.7 \cdot 10^{-6} \cdot q_E - \frac{13.75}{0.94} = 0, \quad (21)$$

откуда следует  $q_E = 38.97$  млрд.м<sup>3</sup> газа, что, как и следовало ожидать, совпадает с результатом предыдущей модели, где государство максимизировало общественное благосостояние.

Выбрав  $q_E$ , монополия будет получать прибыль, зависящую только устанавливаемого государством тарифа на газ  $p_R$ :

$$\pi_m = 61.90 \cdot 10^8 + \sqrt{p_R} \cdot 21.9 \cdot 10^8 - 14.68 \cdot \left( \frac{21.9 \cdot 10^8}{\sqrt{p_R}} + 38.97 \cdot 10^6 \right) \quad (22)$$

Тогда уровень общественного благосостояния будет являться следующей функцией тарифа на природный газ:

$$\begin{aligned} SW = 48 \cdot 10^{17} & \left( \frac{1}{10^8} - \frac{\sqrt{p_R}}{21.9 \cdot 10^8} \right) - p_R \cdot \frac{21.9 \cdot 10^8}{\sqrt{p_R}} + 10^8 \cdot 480 + \\ & + 61.90 \cdot 10^8 + \sqrt{p_R} \cdot 21.9 \cdot 10^8 - 14.68 \cdot \left( \frac{21.9 \cdot 10^8}{\sqrt{p_R}} + 38.97 \cdot 10^6 \right), \end{aligned} \quad (23)$$

На рисунке 7 приведены зависимости общественного благосостояния, излишков потребителей и прибыли монополии от тарифа на природный газ  $p_R$ , устанавливаемого государством.

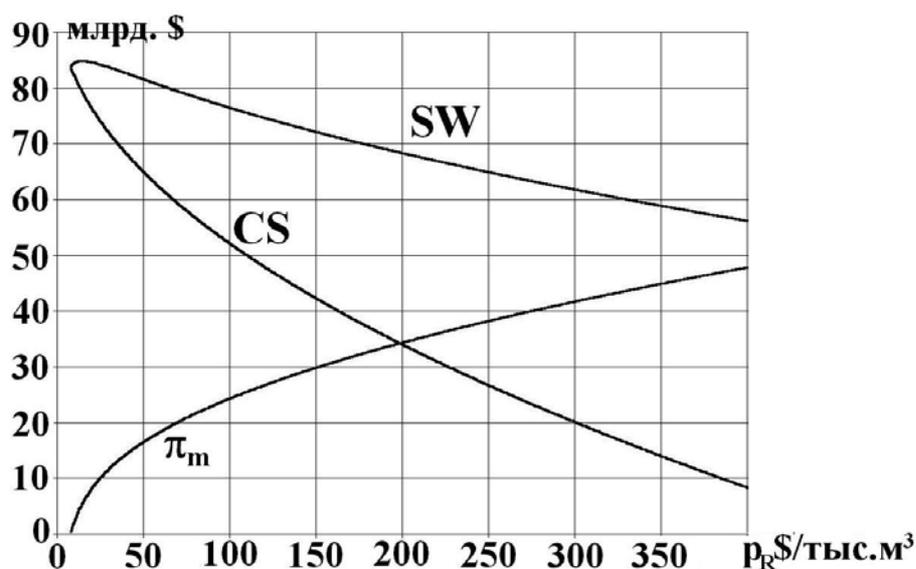


Рисунок 7. Значения SW, CS и прибыль монополии в зависимости от цены газа  $p_R$  на российском рынке

Разумеется, максимум общественного благосостояния достигается в той же точке, что и в предыдущей модели, т.е. при  $p_R = \$14.67 / \text{тыс.м}^3$ .

Из рисунка 7 видно, что по мере роста цены (выше цены конкурентного рынка  $p = \$14.68 / \text{тыс.м}^3$ ) уровень излишков потребителя и общественного благосостояния уменьшаются. В таблице 1 приведены значения уровня общественного благосостояния в зависимости от тарифа на природный газ на российском рынке.

Таблица 1. Изменение параметров модели 4 в зависимости от внутренних цен газа

Цена газа на российском рынке ( $p_R$ \$/тыс.м <sup>3</sup> )	Прибыль монополии ( $\pi_R$ млрд.\$)	Излишки потребителей (CS млрд.\$)	Общественное благосостояние (SW млрд.\$)
14.67	5.61	79.22	84.83
30.00	11.74	72.00	83.74
40.00	14.39	68.29	82.67
60.00	18.43	62.06	80.49

В настоящее время правительство планирует увеличить цену на газ с 30 \$/тыс.м<sup>3</sup> до 40 \$/тыс.м<sup>3</sup> (к 2006 году) и до 60 \$/тыс.м<sup>3</sup> (к 2010 году). Если предположить, что используемые функции спроса и издержек соответствуют действительности, то можно сделать вывод, что такое увеличение цены негативно скажется на уровне общественного благосостояния России.

### 1.7. Недискриминирующая монополия (модель 5)

В этом случае транспортировщик имеет прямой доступ на российский рынок и покупает газ по внутрироссийской цене  $p_R$ . Схема рынка газа представлена на рисунке 8.

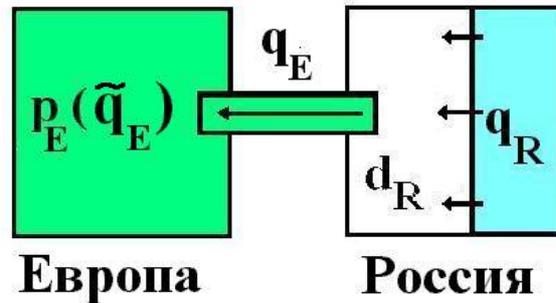


Рисунок 8. Схема монопольного рынка газа

В этой ситуации монополист максимизирует свою прибыль при заданной функции совокупного спроса, которая определяется спросом со стороны независимого транспортировщика и спросом со стороны российского потребителя. Сначала транспортировщик выбирает объем транспортируемого газа, решая задачу максимизации своей прибыли при заданной цене газа ( $p_R$ ) на российском рынке. В результате решения задачи максимизации транспортировщика находится функция его спроса на российский газ. Знание этой функции спроса и функции спроса на газ российского потребителя дает возможность построить функцию совокупного спроса.

Транспортировщик максимизирует свою прибыль, выбирая объем газа:

$$\pi_U = 0.96 \cdot q_E \cdot p_E(0.96 \cdot q_E) - p_R \cdot q_E - c_E(q_E) - \bar{c}_U(Q) \rightarrow \max_{q_E} \quad (24)$$

Как и прежде, решение этой задачи максимизации при нежестких ограничениях определяет функцию спроса на российский газ со стороны транспортировщика:

$$q_E = 10^6 \cdot (81.82 - 0.27 \cdot p_R) \quad (25)$$

Спрос на газ со стороны российского потребителя:

$$d_R = 21.9 \cdot 10^8 \frac{1}{p_R^{0.5}} \quad (26)$$

Тогда функция совокупного спроса будет иметь вид

$$D(p_R) = 10^6 \cdot (81.82 - 0.27 \cdot p_R) + 21.9 \cdot 10^8 \frac{1}{p_R^{0.5}} \quad (27)$$

Задача монополии в этом случае записывается следующим образом:

$$p_R (0.94 \cdot q_R) \cdot (0.94 \cdot q_R) - c_R(q_R) - c_U(q_R) \rightarrow \max_q \quad (28)$$

Объем добываемого монополией газа находится из условия максимизации прибыли:

$$q_R = \frac{c'_U(q_R) + c'_R(q_R) - 0.94 \cdot p_R (0.94 \cdot q_R)}{0.94 \cdot p'_R (0.94 \cdot q_R)}, \quad (29)$$

где  $p'_R = \frac{dp_R}{dq} = - \left( 0.27 \cdot 10^6 + \frac{10.95 \cdot 10^8}{p_R^{1.5}} \right)^{-1}$  находится из (27)

$$\text{Тогда } q_R = \frac{(0.94 \cdot p_R - 13.75)}{0.94} \times \left( 0.27 \cdot 10^6 + \frac{10.95 \cdot 10^8}{p_R^{1.5}} \right) \quad (30)$$

При этом из условия равновесия на рынке газа следует

$$0.93 \cdot q_R = 10^6 \cdot (82 - 0.27 \cdot p_R) + \frac{21.9 \cdot 10^8}{p_R^{0.5}} \quad (31)$$

Решение системы уравнений (30) и (31) искалось численно. В результате получены следующие значения искомым величин:

совокупная добыча газа:  $q_R = 136.83$  млрд.м<sup>3</sup>;

объем экспортируемого газа:  $q_E = 1.31$  млрд.м<sup>3</sup>;

потребление газа российскими потребителями:  $d_R = 126.82$  млрд.м<sup>3</sup>;

внутрироссийская цена  $p_R = 298.17 \text{ \$/тыс.м}^3$ ;

европейская цена  $p_E = 317.48 \text{ \$/тыс.м}^3$ ;

излишки российских потребителей  $CS = \$20.33 \text{ млрд.}$ ;

прибыль монополии  $\pi_m = \$33.53 \text{ млрд.}$ ;

общественное благосостояние  $SW = \$53.86 \text{ млрд.}$

### 1.8. Олигополия на российском рынке природного газа (модель б)

Далее рассматривается модель российского рынка газа, на котором присутствует ограниченное число  $N$  фирм-олигополистов, рисунок 9. Олигополисты являются вертикально интегрированными компаниями (включающими добычу и транспортировку газа). Очень часто предложения по реформированию газовой отрасли в России предполагают разделение добычи и транспорта газа (по аналогии с реформированием электроэнергетики). Однако, в России, учитывая высокую концентрацию наиболее богатых месторождений и их удаленность от центров потребления газа, создание конкурирующих между собой вертикально интегрированных компаний представляется предпочтительным. Предполагается, что олигополисты конкурируют по Курно, т.е. выбирают в качестве стратегии своего поведения объем добываемого газа. Предполагается также, что все олигополисты имеют одинаковые предельные издержки, а, следовательно, и количество добываемого газа у них в результате решения задачи максимизации окажется одинаковым.

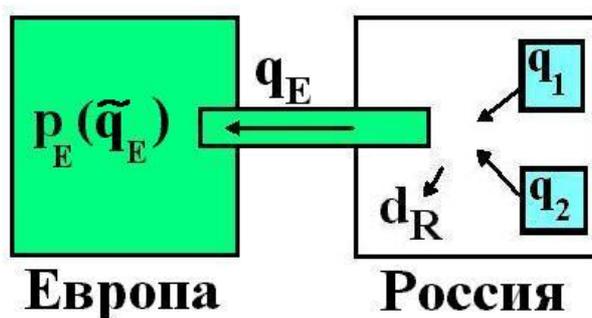


Рисунок 9. Схема олигопольного российского рынка газа

Каждый олигополист решает задачу максимизации своей прибыли, считая заданным  $q_j$  выбор других олигополистов:

$$\pi_i = p_R(0.94 \cdot q) \cdot 0.94 \cdot q_i - c_i(q_i) - c_{tr}(d_R/N) \rightarrow \max_{q_i} \quad (32)$$

где  $q = \sum q_i$ ; при этом при доставке газа внутреннему потребителю олигополия несет издержки по транспортировке газа равные:  $c_{tr}(d_R) = 8.75 \cdot \frac{d_R}{N}$  (в силу симметрии каждый олигополист удовлетворяет  $1/N$  спроса) и издержки добычи:  $c_i(q_i) = 5 \cdot q_i$ .

Если все олигополисты одинаковы, то суммарное количество газа, которое они добудут будет определяться из выражения:

$$q = N \frac{c'(q) - 0.94 \cdot p_R(0.94 \cdot q)}{0.94 \cdot p'_R(0.94 \cdot q)}, \quad (33)$$

Как и раньше, транспортировщик максимизируют свою прибыль, выбирая объем транспортируемого газа:

$$\pi_U = 0.96 \cdot q_E \cdot p_E(0.96 \cdot q_E) - p_R \cdot q_E - c_E(q_E) - \bar{c}_U(Q) \rightarrow \max_{q_E} \quad (34)$$

Из условия максимизации прибыли следует:

$$q_E = 10^6 \cdot (81.82 - 0.27 \cdot p_R) \quad (35)$$

Спрос со стороны российских потребителей определяется функцией:

$$d_R = 21.9 \cdot 10^8 \frac{1}{p_R^{0.5}} \quad (36)$$

Рассмотрим для простоты случай дуополии ( $N = 2$ ).

Аналогично предыдущему случаю функция совокупного спроса имеет вид:

$$D(p_R) = 10^6 \cdot (81.82 - 0.27 \cdot p_R) + 21.9 \cdot 10^8 \frac{1}{p_R^{0.5}}, \quad (37)$$

откуда следует:

$$p'_R = \frac{dp_R}{dq} = - \left( 0.27 \cdot 10^6 + \frac{10.95 \cdot 10^8}{p_R^{1.5}} \right)^{-1}, \quad (38)$$

$$q = 2 \frac{13.75 - 0.94 \cdot p_R(0.94 \cdot q)}{0.94 \cdot p'_R(0.94 \cdot q)}, \quad (39)$$

Таким образом, задача свелась к решению следующей системы уравнений:

$$q = \frac{2 \cdot (0.94 \cdot p_R - 13.75)}{0.94} \left( 0.27 \cdot 10^6 + \frac{10.95 \cdot 10^8}{p_R^{1.5}} \right), \quad (40)$$

$$q_E = 10^6 \cdot (81.82 - 0.27 \cdot p_R), \quad (41)$$

$$d_R = 21.9 \cdot 10^8 \frac{1}{p_R^{0.5}}, \quad (42)$$

$$0.9356 \cdot q = q_E + d_R. \quad (43)$$

Численное решение системы уравнений (40)-(43) дает следующие значения искомых величин.:

$$q = 234.71 \text{ млрд.м}^3;$$

$$q_E = 41.16 \text{ млрд.м}^3;$$

$$d_R = 178.47 \text{ млрд.м}^3;$$

$$p_R = 150/57.11 \text{ \$/тыс.м}^3;$$

$$p_E = 240.76 \text{ \$/тыс.м}^3;$$

$$CS = \$42.23 \text{ млрд.}$$

$$\pi_i = \$15.49 \text{ млрд.}$$

Суммарная прибыль дуополистов: \$30.98 млрд.

$$SW = 2 \cdot \pi + CS = \$73.21 \text{ млрд.}$$

## 1.9. Анализ полученных результатов

В таблице 2 приведены результаты, соответствующие моделям 1, 2, 4-6.

Таблица 2. Сравнение параметров различных структур газовой отрасли

	Общая добыча. (млрд. м <sup>3</sup> )	q <sub>E</sub> (млрд.м <sup>3</sup> )	Цена газа в России P <sub>R</sub> (\$/тыс.м <sup>3</sup> )	Цена газа в Европе P <sub>E</sub> (\$/тыс.м <sup>3</sup> )	Прибыль (суммар- ная) (млрд.\$)	CS (млрд.\$)	SW (млрд.\$)
<u>(модель 5)</u>							
Монополия, которая не дискриминирует	136.83	1.31	298.17	317.48	33.53	20.33	53.86
<u>(модель 6)</u>							
Дуополия	234.71	41.16	150.57	240.76	30.98	42.23	73.21
<u>(модель 1)</u>							
Совершенная конкуренция	693.68	77.81	14.67	170.22	0	79.22	79.22
<u>(модель 3)</u>							
Государство владеет монополией и макси- мизирует обществен- ное благосостояние.							
Монополия дискрими- нирует.	652.20	38.97	14.67	245.18	5.62	79.22	84.84
<u>(модель 2)</u>							
Совершенная конку- ренция с государствен- ным контролем за экс- портом							

Полученные результаты не следует рассматривать как реальные оценки основных показателей работы газовой отрасли в России. Основной задачей исследования являлось сравнение различных способов организации рынка природного газа в России по критерию общественного благосостояния. Отличие расчетных данных от фактических может быть обусловлено несколькими причинами. Во-первых, как уже указывалось выше, функции спроса на природный газ (особенно для России) плохо определены. Во-вторых, в России отсутствует рынок природного газа (вместо него, фактически, существует система распределения газа при некоторых субъективно устанавливаемых тарифах). Наконец, в-третьих, государство действует отнюдь не оптимальным образом, т.е. не ставит своей целью максимизацию общественного благосостояния.

Как видно из таблицы 2, максимальный уровень общественного благосостояния достигается при государственной монополии на добычу, транспорт и экспорт природного газа

(что вполне естественно, ибо предполагается, что государство преследует цель максимизации общественного благосостояния) и в случае конкурентного рынка при условии государственного контроля за экспортом. Необходимо отметить значительный эффект монополизации рынка природного газа, из чего следует, что для обеспечения конкурентности потребуются присутствие достаточно большого числа независимых компаний на рынке. Следует особо подчеркнуть необходимость сохранения государственного контроля за экспортом российского газа в Европу. Как видно из результатов расчетов (сравнение моделей 1 и 2), это позволяет дополнительно получить \$5.6 млрд. основной проблемой при государственном контроле за монополией является обеспечение должной эффективности управления, что, как показывает пример Газпрома, является весьма непростым делом. С другой стороны, обеспечить конкурентность рынка природного газа в России едва ли возможно, во всяком случае, в ближайшем будущем. Это связано, в частности, с тем, что шесть крупнейших газовых месторождения, расположенные на севере Ямало-Ненецкого автономного округа обеспечивают 80% всей добычи природного газа. Что касается независимых поставщиков природного газа (в основном, нефтяных компаний), то на их долю приходится менее 6% всего добываемого газа. Таким образом, рынок природного газа в России в обозримом будущем будет регулируемым. В этой связи вполне разумными представляются предложения о постепенном реформировании газовой отрасли в России. На начальном этапе реформирования предполагается организация двух параллельных рынков – регулируемого и свободного. Такая схема напоминает систему реформирования российской электроэнергетики (имеется в виду одновременное функционирование регулируемого и свободного рынков электроэнергии – так называемый рынок «5-15»). При этом, однако, нужно иметь в виду, что, несмотря на ряд схожих черт между электроэнергетикой и газовой отраслью, последняя характеризуется целым рядом особенностей, важнейшие из которых это:

- 1) непрозрачность издержек, что связано, в частности, с наличием природной ренты;
- 2) высокая концентрация добычи природного газа на малом числе месторождений;
- 3) относительно низкая плотность сети газопроводов;
- 4) высокие капитальные и транспортные издержки, что обуславливает стремление к заключению долгосрочных контрактов между производителями и транспортировщиками и потребителями;
- 5) сложность входа на рынок новых агентов (в отличие от электроэнергетики, где вход на рынок относительно прост, например, за счет строительства парогазовых энергоустановок);
- 6) высокая доля экспорта добываемого природного газа;
- 7) наличие возможностей замещения природного газа другими видами топлива;

8) отсутствие, в отличие от электроэнергетики, избыточных мощностей по добыче природного газа.

Исходя из сложившегося монопольного положения Газпрома, последний будет основным (а, возможно, и единственным) оператором регулируемого рынка. Для обеспечения постепенности реформ регулируемый рынок будет функционировать в соответствии с существующими в настоящее время правилами (лимитами на потребление природного газа и тарифами). Участниками свободного рынка будут независимые компании, компании-импортеры, а также Газпром в объемах, превышающих устанавливаемые государством лимиты на поставки газа потребителям. Если объемы свободного рынка природного газа будут достаточно велики, то Газпром останется доминирующей компанией на свободном рынке. Однако, при наличии конкурирующих компаний цена на этом рынке не сможет превысить предельных издержек независимых компаний, несмотря на то, что Газпром сможет обслуживать весь свободный рынок. Такая ситуация приведет к тому, что независимые компании со временем будут вынуждены уйти с рынка, после чего Газпром станет полноценным монополистом. Поэтому, чтобы избежать такого развития событий, необходимо ограничить участие Газпрома на свободном рынке.

Как уже указывалось выше, в соответствии с существующими планами тарифы на природный газ в России должны возрасти к 2010 году до \$60 / тыс.м<sup>3</sup>. Одним из наиболее часто используемых аргументов для такого роста тарифов приводятся цены на природный газ в Европе. При этом, однако, до сих пор не были сделаны оценки возможного уровня равновесных цен на внутрироссийском рынке. Нельзя исключить вероятность того, что равновесная цена природного газа на внутрироссийском рынке окажется ниже запланированных тарифов.

Следует заметить, что организация свободного рынка природного газа в России позволит, среди прочего, нейтрализовать критику в адрес России со стороны ВТО по поводу «искусственного занижения внутренних цен природного газа».

## 2. Оценка возможностей организации в России свободного рынка природного газа

### 2.1. Почему нужен рынок свободного газа в России

Учитывая результаты, полученные в предыдущем разделе, необходимо прояснить вопрос, а следует ли, даже сохраняя монополию Газпрома, организовать свободный рынок газа. А, если да, то каков он может быть и как это лучше сделать. Причина постановки такого вопроса, в значительной мере, вызваны тем, что после организации Газпрома в некотором отношении положение в газовой отрасли даже ухудшилось. Так, Газпром, как и раньше, занимается распределением добываемого природного газа между потребителями и устанавливает для них лимиты потребления, при этом система распределения лимитов непрозрачна.

Таким образом, монополизм в газовой отрасли и его влияние на экономику и меры, ограничивающие его, стали важной проблемой российского общества.

Государство, сохранив за собой функцию ценового регулирования, устанавливает цены на природный газ для различных групп потребителей. Однако качество увязки этих двух процессов существенно снизилось, несмотря на довольно значительную роль государства в работе монополиста – Газпрома.

Рисунок 10 наглядно показывает, что отсутствие координации установления ограничения на потребление природного газа и тарифа на природный газ может привести к тому, что рынок оказывается в неравновесном состоянии.

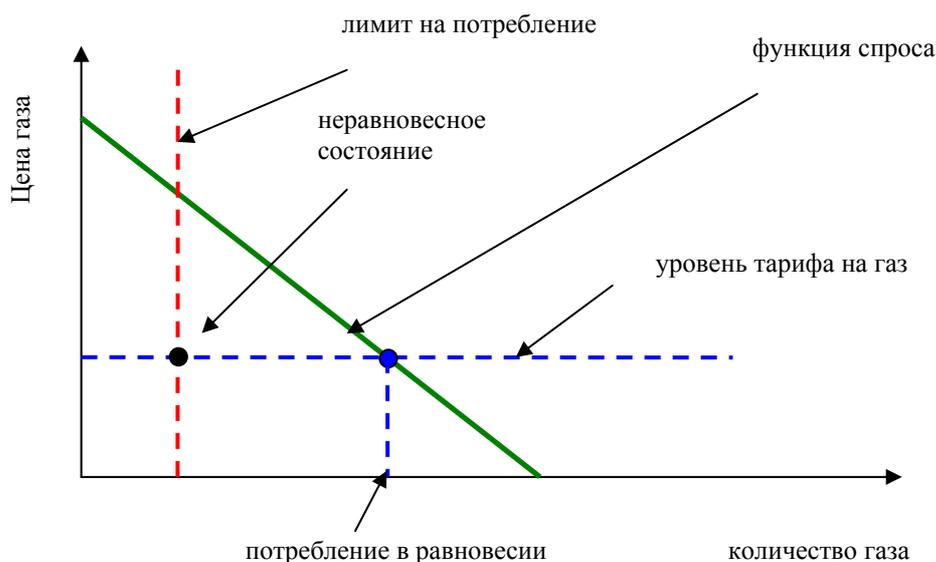


Рисунок 10. Влияние отсутствия координации на рынке природного газа

## 2.2. Моделирование рынка природного газа в условиях монополии на рынке

Постепенное введение в российскую газовую отрасль свободного рынка газа - одно из обсуждаемых сегодня направлений реформирования газовой отрасли. Фактически, элементы свободного рынка газа уже существуют в виде так называемых торговых площадок Межрегионгаза по продаже сверхлимитного газа. Одно из возможных направлений - на начальном этапе сохранить существующие «лимиты» на потребление газа по регулируемым ценам, причем единственным поставщиком газа на этот рынок будет Газпром. Помимо этого создается свободный рынок газа, на который смогут поставлять газ независимые производители природного газа, нефтяные компании, импортеры и сам Газпром в объемах, превышающих «лимиты». Со временем предполагается постепенно снижать объем «лимитов» и, соответственно, расширять свободный рынок.

Рассмотрим, далее, последствия введения свободного рынка природного газа при сохранении «лимитов» его потребления. Пусть объем «лимитов» потребления природного газа равен  $q_L$ , а регулируемый тариф на газ равен  $\bar{P}$ . Предполагается, что спрос на природный газ описывается обратной функцией спроса  $P(q)$ , где  $P$  – цена газа,  $q$  – объем его потребления.

Рассмотрим, вначале, случай, когда имеется лишь один производитель природного газа (например, Газпром). Тогда монополия будет действовать на двух рынках – регулируемом, на котором заданы объемы поставок газа и его цена, и свободном, где нет ограничений ни по объемам поставок, ни по ценам. Предельные издержки производства газа монополией равны  $MC_M$ .

На рисунке 11 приведена обратная функция спроса на природный газ –  $\alpha T$ . При заданном объеме «лимитов» потребления газа обратная функция спроса на «сверхлимитный» газ будет иметь вид HDFT. Тогда предельный доход монополии на свободном рынке газа -  $MR_M$  будет соответствовать линии HVDFSX. Предположим, для простоты, что предельные издержки монополии на производство газа постоянны ( $MC_M = const$ ).

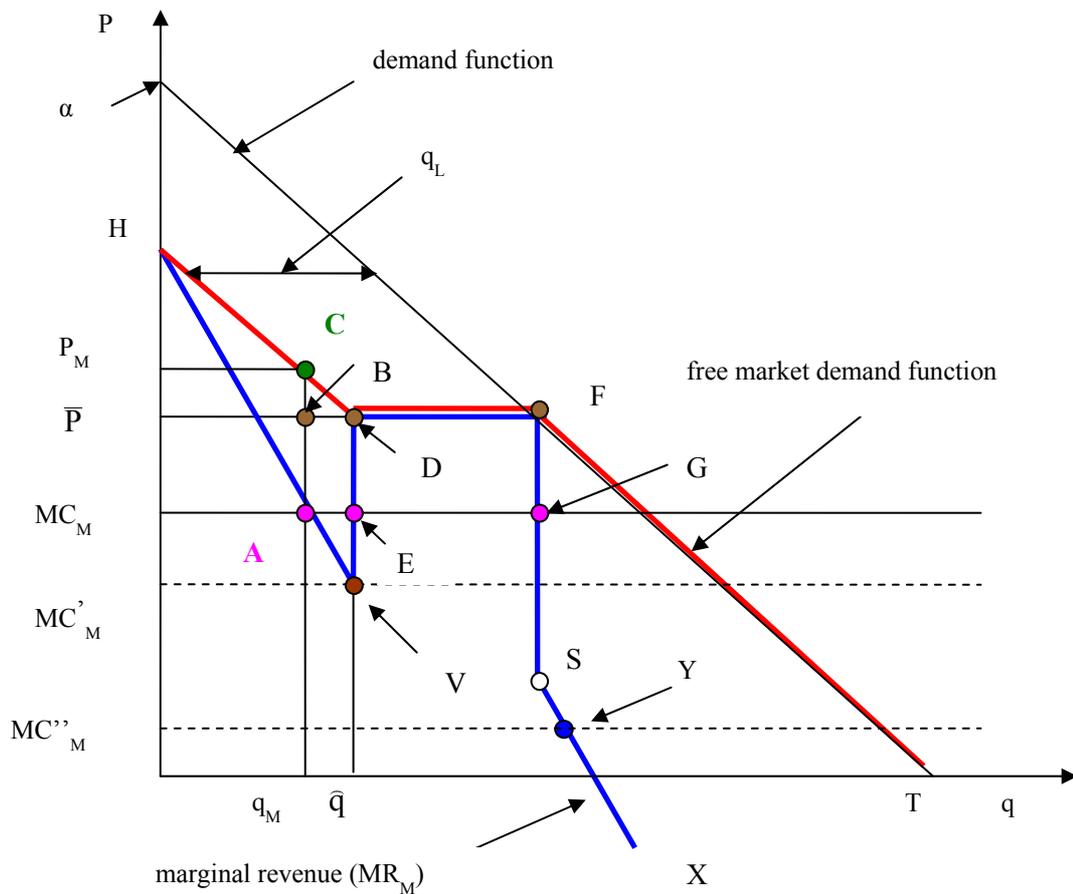


Рисунок 11. Свободный рынок газа с одним производителем

Пусть, кроме того,  $MC_M < \bar{P}$ . Тогда из условия максимизации прибыли монополии от операций на свободном рынке ( $MR_M = MC_M$ ) в зависимости от соотношения тарифов на газ и предельных издержек его производства может быть четыре случая. Если предельные издержки монополии достаточно низки, то равновесие на свободном рынке будет соответствовать точке Y и цена газа на свободном рынке будет ниже тарифа. С ростом предельных издержек монополии цена газа на свободном рынке будет также расти до уровня, равного тарифу (точка S), после чего цена свободного рынка будет оставаться равной тарифу, несмотря на рост предельных издержек. Такое положение (постоянство цены природного газа на свободном рынке на уровне тарифа) будет сохраняться до тех пор, пока предельные издержки монополии не станут равными  $\bar{MC}_M$ . При дальнейшем росте предельных издержек ( $MC_M > \bar{MC}_M$ ) возникают два равновесных состояния – A и G, одно из которых характеризуется ценой, равной тарифу (точка G), а другое – ценой, превышающей этот тариф (точка A). Точка E соответствует локальному минимуму прибыли монополии и потому неустойчива. Какое из двух устойчивых равновесий будет реализовано, зависит, прежде всего, от того, располагает ли монополия информацией относительно функции спроса на газ. Предпо-

жим, что монополия знает функцию спроса на газ. Тогда, как нетрудно проверить, монополия предпочтет равновесие  $A$ , если площадь прямоугольника  $\bar{P}_M CB$  больше площади прямоугольника  $ABDE$ . Легко показать, что в случае линейной функции спроса на газ площадь прямоугольника  $\bar{P}_M CB$  всегда больше площади прямоугольника  $ABDE$ . Таким образом, в случае, когда функция спроса на газ линейна и монополия знает ее, на свободном рынке реализуется равновесие, соответствующее точке  $A$ , а цена газа на свободном рынке будет выше тарифа. Нетрудно видеть, что потери общественного благосостояния в этом случае будут равны площади трапеции  $ACDE$ .

Если же монополия не располагает информацией о функции спроса на газ, то реализация того или иного равновесия зависит от начального объема газа –  $q_0$ , который монополия решит поставить на свободный рынок. Если  $q_0 > \bar{q}$ , то реализуется равновесие, соответствующее точке  $G$ , если же  $q_0 < \bar{q}$ , то – равновесие, соответствующее точке  $A$ .

При уменьшении доли свободного рынка точка  $V$  будет смещаться в северо-западном направлении, так что если доля свободного рынка  $\delta$  станет достаточно малой, то равновесие, соответствующее точке  $G$  будет единственным, что обеспечит равенство цены свободного рынка тарифу. В случае линейной функции спроса нетрудно определить эту критическую долю свободного рынка

$$\delta_* = \frac{\bar{P} - MC_M}{\alpha - \bar{P}}$$

Таким образом, если  $\delta < \delta_*$ , то  $P = \bar{P}$ . Нетрудно видеть, что при достаточно высоком уровне тарифов  $\delta > 1$  и в этом случае цена газа на полностью свободном рынке будет ниже тарифа. На рисунке 12 приведена зависимость цены свободного рынка от его доли в общем объеме потребления газа. При  $\bar{P} = 1.2 MC_M$  и  $\alpha = 3\bar{P}$   $\delta_* = 0.1$ .

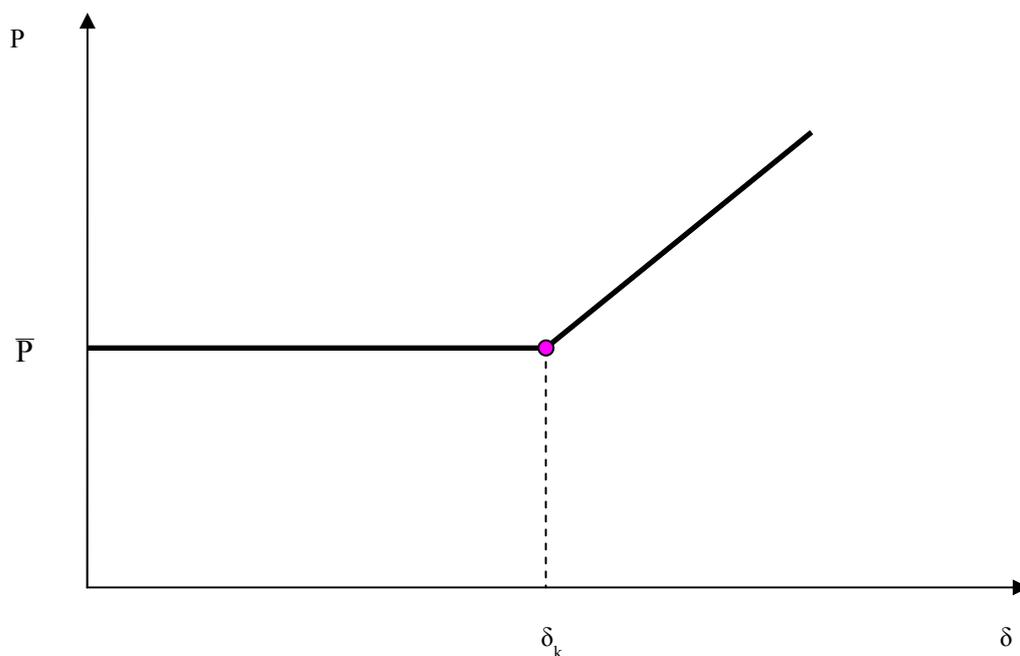


Рисунок 12. Зависимость цены газа на свободном рынке в зависимости от доли потребления газа на свободном рынке от общего потребления газа

### 2.3. Моделирование свободного рынка при наличии на рынке независимых производителей

Пусть теперь на свободном рынке действуют, кроме Газпрома, независимые компании. В настоящее время доля независимых компаний в общей добыче природного газа составляет около 12 %. Предполагается, что эти компании относительно малы, их достаточно много, так что они ведут себя конкурентным образом. Предполагается, кроме того, что предельные издержки производства газа у независимых компаний  $MC_F$  выше, чем у Газпрома, но ниже тарифа. Тогда на свободном рынке будет действовать доминирующая компания (Газпром) в конкурентном окружении. Как и раньше, Газпром является единственным поставщиком «лимитного» газа. В этих условиях функция остаточного спроса на газ для Газпрома будет иметь вид  $MHKCDT$ , представленный на рисунке 4. Соответственно, предельный доход Газпрома будет соответствовать линии  $MLHKVGCDFX$ . Исходя из условия максимизации прибыли Газпромом, получаем, что возможно существование трех устойчивых равновесных состояния свободного рынка газа –  $S$ ,  $W$ ,  $Z$ .

Рассмотрим, далее, случай, когда доля свободного рынка и предельные издержки Газпрома достаточно малы, так что существуют только два равновесных состояния –  $A$  и  $E$ . В условиях полной информации о функции спроса на газ и предельных издержках независи-

мых компаний Газпром выберет равновесное состояние, соответствующее точке  $A$ , если площадь прямоугольника  $MC'_M P_M BA$  больше площади прямоугольника  $MC'_M MC_F DE$ . Пусть предельные издержки независимых компаний достаточно велики, так что площадь прямоугольника  $MC'_M MC_F DE$  больше площади прямоугольника  $MC'_M P_M BA$ .

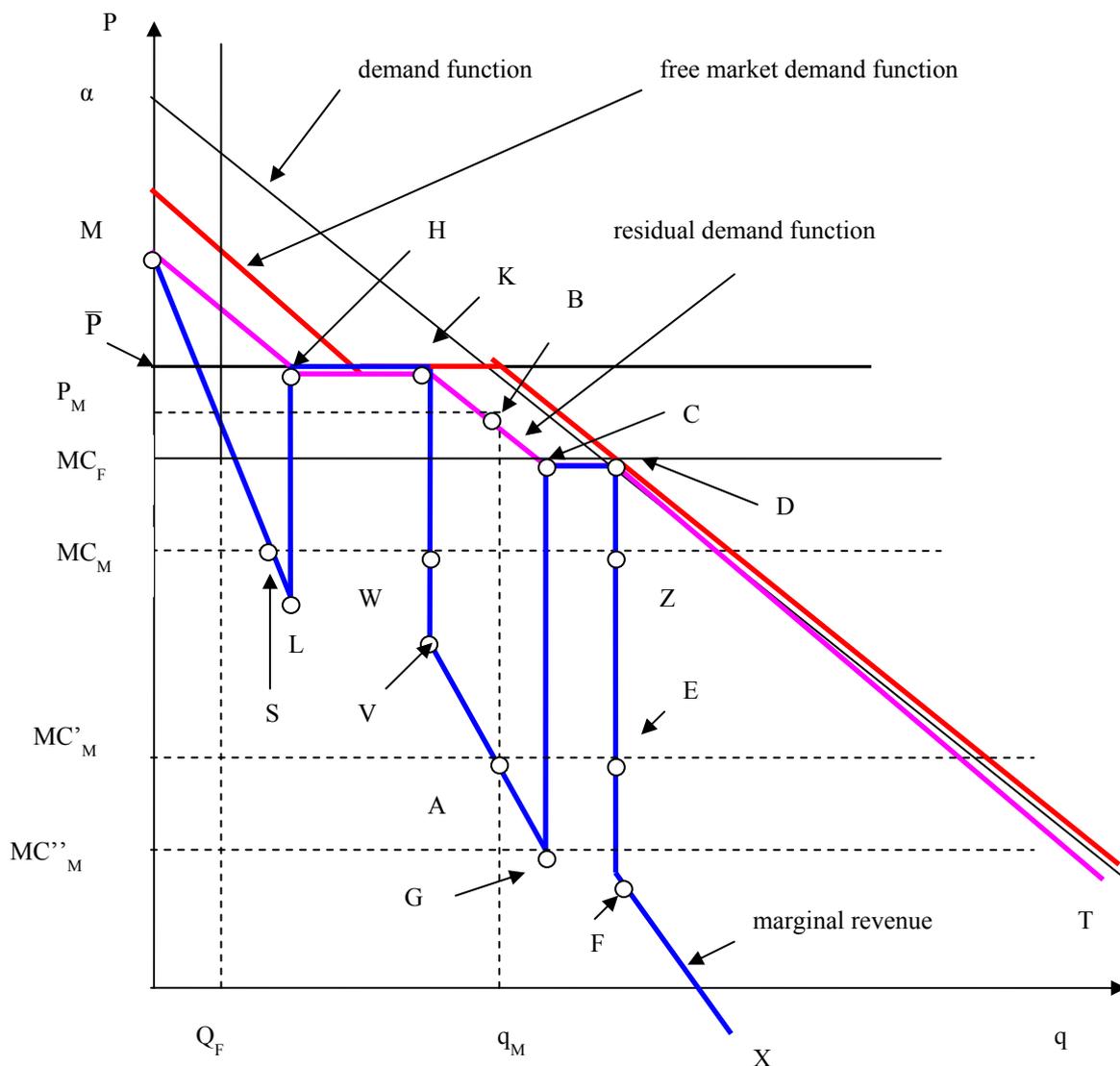


Рисунок 13. Свободный рынок газа с несколькими производителями

Нетрудно видеть, что при снижении предельных издержек независимых компаний площадь прямоугольника  $MC'_M P_M BA$  остается неизменной, а площадь прямоугольника  $MC'_M MC_F DE$  уменьшается, стремясь в пределе (при  $MC_F = MC'_M$ ) к нулю. Таким образом, при некотором критическом значении предельных издержек независимых компаний  $MC^*_F$  площадь прямоугольника  $MC'_M MC_F DE$  станет меньше площади прямоугольника  $MC'_M P_M BA$

и равновесие перейдет из точки  $E$  в точку  $A$ . На рисунке 14 демонстрируется зависимость цены свободного рынка от предельных издержек независимых компаний. Равновесие, соответствующее точке  $E$  характеризуется ценой, равной предельным издержкам независимых компаний. При этом, однако, Газпром будет единственным поставщиком газа на свободный рынок, так как он сможет установить цену свободного рынка, равную  $MC_F - \varepsilon$ , где  $\varepsilon$  - достаточно малая величина. Хотя в относительно краткосрочной перспективе, с точки зрения общественного благосостояния, такое поведение Газпрома вполне допустимо, в более долгосрочной перспективе это приведет к уходу независимых компаний с рынка и, соответственно, к монопольному положению Газпрома. Следствием этого будет, как показано выше, повышение цены свободного рынка до уровня тарифов. Поэтому следует ограничить участие Газпрома на свободном рынке.

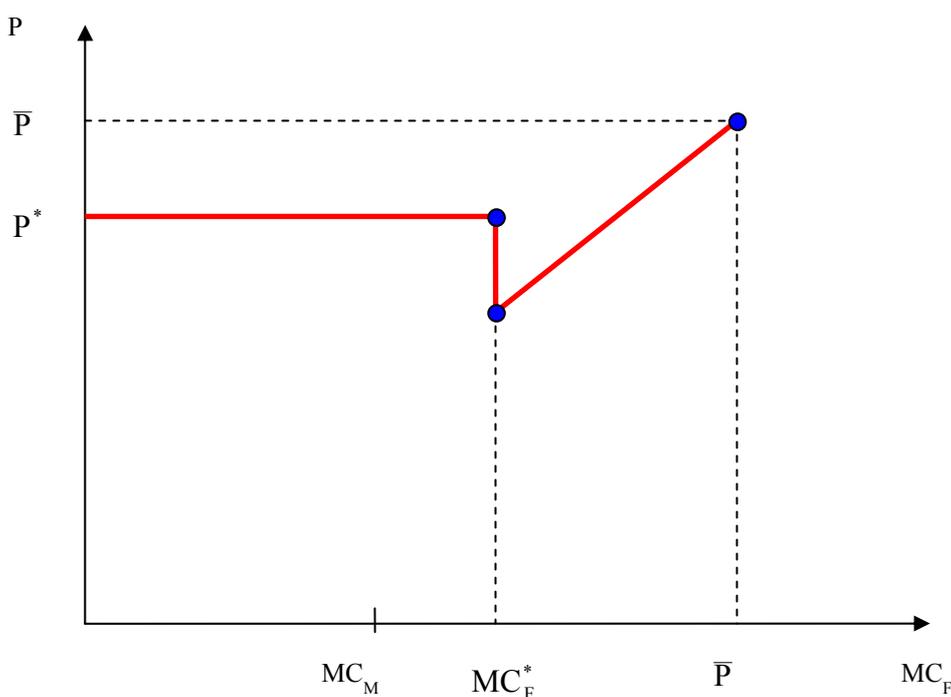


Рисунок 14. Зависимость цены газа на свободном рынке от предельных издержек независимых компаний

Либерализация внутреннего рынка природного газа в России не должна означать свободного допуска иностранных компаний на этот рынок. Эта позиция обусловлена той рыночной властью, которой обладает Россия на европейском рынке природного газа и которая обеспечивает ей дополнительные доходы, оцениваемые в 5-10 млрд. долл. в год. Поэтому экспорт газа должен оставаться под государственным контролем.

Особо следует остановиться на проблеме транспорта российского газа в Европу. В течение всего времени после распада СССР Россия и Украина ведут сложные переговоры о тарифах на транспорт газа по территории Украины. При этом Украина успешно использует свое (фактически монопольное) положение на рынке транспорта российского газа в Европу для получения своей доли ренты. Эффективным для России решением этой проблемы могло бы стать строительство нового газопровода из России в Европу. Оценки показывают, что даже если этот газопровод будет принадлежать третьей стране, демомонополизация рынка транспорта российского газа в Европу увеличит долю России в ренте в 1.5-2 раза и уменьшит долю Украины в 2-3 раза. При этом в выигрыше останется и Европа в результате снижения цен газа на европейском рынке. Следует отметить, что сама угроза строительства нового газопровода может повысить долю России в совокупной прибыли от экспорта газа в Европу.

Обсуждая проблему транспорта газа, нельзя не обратить внимания на то, что в последнее время Правительство России неоднократно демонстрировало свое отрицательное отношение к строительству частных нефте- и газопроводов и линий электропередач. Такая позиция представляется контрпродуктивной, так как повышение плотности нефте- и газопроводов и линий электропередач является необходимым условием эффективности либерализации соответствующих рынков и потому должно всячески поддерживаться государством.

В заключение, снова необходимо подчеркнуть: реформирование российской газовой отрасли абсолютно необходимо, однако, при этом следует учитывать географические, технологические и политические особенности ее функционирования.

При этом введение относительно небольшого свободного рынка природного газа с позиций максимизации общественного благосостояния может быть целесообразным.

### **3. Разработка модели для анализа последствий строительства дополнительных газопроводов**

#### **3.1. Введение**

Экспорт газа для России является важным источником дохода. В 2003 году Россия экспортировала в европейские страны дальнего зарубежья около 140 млрд. м<sup>3</sup> природного газа. Цена поставок российского природного газа на рынки Западной Европы была около 117 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Европа не обеспечена собственными ресурсами природного газа и вынуждена экспортировать его из других регионов. Рост спроса стимулируется возрастающим потреблением энергии в целом и ростом требований к источникам энергии с позиций защиты окружающей среды. Так что Западная Европа и сейчас, и в более отдаленной перспективе будет импортировать российский природный газ, доля которого в потреблении составляет порядка 25 %.

Для поставок российского газа в Европу необходимы надежные и сравнительно дешевые пути доставки природного газа. Сейчас в секторе транспорта российского природного газа в Западную Европу монопольное положение занимает Украина (через Белоруссию передается сравнительно небольшое количество газа). Это приводит к высокой цене доставки природного газа в Европу. В свою очередь, из-за присутствия каскада монополий (российский Газпром и украинский транзит) Европа вынуждена покупать газ по завышенным ценам и предъявлять заниженный спрос на газ, что невыгодно и для России. Наравне с каскадом монополий существуют значительные риски для инвестиций в этот сектор. Возникает проблема неопределенности в отношении выгоды строительства новых газопроводов, связывающих российские месторождения газа с Западной Европой. В данной работе рассчитываются выгоды для России и стран Западной Европы от появления новых путей для транспортировки российского газа. Для этого предлагается модель, в которой моделируется поведение участников рынка при появлении новых путей для транспортировки российского газа в Западную Европу.

#### **3.2. Обзор литературы**

В ходе переговоров по вступлению в ВТО возник вопрос, должна ли Россия устанавливать одинаковую цену на экспорт своего природного газа и на потребление на внутреннем рынке.

Тарр и Томсон (2003) показывают, что трубопроводы технически позволяют Газпрому отделить российский рынок от рынка Европы (включая рынок Турции), и что Россия име-

ет рыночную власть на рынке Европы. На основе этого допущения о рыночной власти Гарр и Томсон разработали модель и сделали расчеты, согласно которым, Россия оптимизирует цену и объемы продаж газа в Европе – между 79 и 99 долл./тыс. куб. м газа плюс 27 долл./тыс. куб. транспортных издержек. Авторы предполагают, что российский рынок выиграет при наличии конкуренции, но пока Газпром является почти монополистом в этой области, Россия должна позволить Газпрому повысить цены на природный газ на внутреннем рынке с примерно 15-20 долл./тыс. куб. м до уровня долгосрочных предельных затрат (приблизительно 35-40 долл./тыс. куб.м). В результате этого Россия получит выгоду в размере около 1.24 млрд. долл./год. Анализ также показал, что с точки зрения интересов России отсутствуют экономические основания для унификации внутренних и экспортных цен на природный газ. Если бы Россия продавала свой природный газ в Европе по цене, равной полным долгосрочным предельным издержкам производства плюс транспортные издержки, то в этом случае потери России составили бы между 5 и 7.5 млрд. долл./год. С другой стороны, потребители в Европе получили бы еще бóльшую выгоду (в размере между 7.5 и 10 млрд. долл./год), поскольку они потребляли бы больше газа при более низких ценах. Если же, вместо этого, Россия повысила бы цены на своем внутреннем рынке до уровня цен, установленных для Европы, то российская промышленность понесла бы большие издержки по адаптации, так как повышение издержек на оплату газа негативно повлияет на инвестиции и безработицу в краткосрочном плане. Отнесение повышенных издержек по оплате газа на себестоимость производимой продукции побудит российскую промышленность переключиться на использование альтернативных энергоносителей и на производство продукции с меньшим удельным потреблением природного газа, которое не может быть оправдано на базе сравнительных преимуществ России в международной торговле. Авторы считают, что эффективная мировая цена может быть достигнута при условии, если Газпром установил бы свой оптимальный «двухставочный тариф». Это означает, что Газпром продавал бы газ газовым компаниям в Европе по цене, равной полным долгосрочным предельным издержкам производства плюс транспортные издержки (около 67 долл./тыс.куб. м), плюс плата за доступ к газопроводу, то есть за право покупать газ на сумму от 12 до 15 млрд./год. Оптимальный двухставочный тариф сможет удвоить годовую прибыль Газпрома на рынке Европы, однако это подразумевает значительный долгосрочный риск потери его доли на этом рынке.

Структура рынков газа в мире сильно различается. В одних странах рынок газа либерализован и представляет собой конкурентную среду, в других он монополизирован и регулируется правительством.

Juris (1998) в своей работе излагает развитие и результаты либерализации рынков природного газа и рынка услуг по транспорту газа в США. Реформы в США начались в

предположении, что рост конкуренции на этих рынках приведет к более эффективному распределению ресурсов. Juris анализирует торговлю контрактами на транспортировку газа на первичном и вторичном рынках, регулирование рынка транспортных услуг, выявляет механизмы, которые используют транспортные компании для координации двусторонних контрактов, и анализирует основные достижения дерегулирования в США. Последние 15 лет показали, что ожидания оправдываются. В США создан конкурентный рынок оптовой торговли газом и с каждым годом все более конкурентным становится рынок услуг по транспорту газа. Оба рынка выиграли от дерегулирования рынка газа и либерализации цен на газ. Свободный доступ к межштатным газопроводам и отделение рынка услуг по транспорту газа от рынка торговли газом позволило конечным пользователям получать выигрыш от возросшей эффективности. По мнению автора, именно возросшая конкурентность на этих рынках привела к более эффективному распределению ресурсов и снижению цен для потребителей. Однако дерегулирование рынка природного газа еще не завершено. Автор показывает, что текущее регулирование межштатного транспорта газа и вторичного рынка услуг по транспорту газа все еще недостаточно эффективно. Необходимо вводить гибкие контракты на транспорт газа на первичном и вторичном рынках услуг по транспорту газа. Наибольшей проблемой, по мнению автора, является введение дерегулирования на розничном рынке газа. Небольшие конечные пользователи привязаны к локальным распределительным компаниям и не имеют доступа к конкурентному оптовому рынку. Однако любой конечный пользователь должен, как считает автор, иметь возможность выбора поставщика газа по минимальной цене.

Иная ситуация сложилась на рынке газа в Мексике. Rosellon и Halpern (2001) отмечают, что Мексика предпринимает структурные реформы в энергетическом секторе гораздо медленнее других стран и основные усилия направлены на привлечение частного капитала на рынок транспортировок и распределения газа. Это рассматривается авторами как ответ на рост спроса на природный газ (примерно 10% в год), который произошел из-за развития экономики страны и начала экологического регулирования. По оценкам авторов, новая структура регулирования создает фирмам экономические стимулы для инвестирования, повышения эффективности управления и взятия на себя большей части рисков по новым проектам. По мнению авторов, изменения в регулировании лучше защищают потребителей, подключенных к газовой сети, и способствуют росту общественного благосостояния. В то же время авторы отмечают, что усиливается вертикальная интеграция государственной монополии Pemex, что противоречит основному направлению развития в сторону дерегулирования рынка газ. Либерализация торговли, установление first-hand цен и регулирование распределения

природного газа делает Мексику очень интересным случаем. Главной задачей мексиканских реформаторов в ближайшем будущем авторы считают усиление конкуренции на рынке.

Простую, однако, очень функциональную модель предлагают Grais Wafik и Zheng Kangbin (1994). Подробное описание модели приводится ниже. Данная работа является развитием этой модели.

### **3.3. Структура торговли природным газом между Россией и Западной Европой**

Еще до распада СССР возникли экономические условия для экспорта российского природного газа в Западную Европу. Во-первых, из-за мировых энергетических кризисов и возникновения массового политического движения для защиты окружающей среды в Западной Европе резко вырос спрос на природный газ. Во-вторых, в Западной Сибири были открыты крупнейшие месторождения газа, в частности, супергигант – Уренгойское месторождение. В-третьих, СССР остро нуждался в твердой валюте для закупки как современных технологий и оборудования, так и продовольствия.

Были построены магистральные газопроводы, которые соединили российские газовые месторождения с Австрией, Германией, Италией, Францией. Основная часть построенной транспортной системы была проложена по территории РСФСР и Украинской ССР и далее по территории Чехословакии. Хотя часть газопроводов расположена на территории Чехословакии, СССР обладал монополистической силой в отношениях между СССР и Чехословакией и определял тарифы на транзит природного газа из СССР в Западную Европу. Относительно небольшую часть природного газа СССР транспортировал через территорию Белорусской ССР в Польшу.

Распад СССР и последующие события изменили условия торговли российским газом с Западной Европой. Украина и Белоруссия стали независимыми государствами, что изменило их отношение к российскому газу. Чехословакия также распалась на два независимых государства – Словакию и Чехию. Изменилась политическая структура этих государств. Каждая из тех стран, по территории которых экспортируется российский природный газ в Западную Европу, а это, прежде всего, Украина, Словакия и Чехия, получила монопольную власть над своей частью газопровода.

До развала Советского Союза стабильные связи существовали между монополистическим продавцом, Газпромом из Советского Союза, и монопсоническим покупателем, Ruhrgas из Германии. Газпром продавал газ по заранее фиксированной цене на западной границе Чехословакии, и платил фиксированный гонорар транспортным компаниям в Беларуси, Украине и Чехословакии. Ruhrgas распределял газ между различными потребителями в Германии. После развала транзитные страны решили улучшить свое положение, повысив плату за свои

услуги по транспорту российского газа в Западную Европу. Сейчас Газпром проводит новую коммерческую и развивающуюся стратегию, чтобы сохранить за собой доминирующую роль в системе транспорта газа. Эта стратегия может включать в себя участие в собственности транспортных компаний других стран, чтобы иметь контроль над ними, строительство новых транспортных маршрутов, чтобы разрушить монопольную власть существующих транзитных компаний, формирование партнерств с распределителями газа, и поиск новых клиентов, для увеличения спроса на газ. Западные потребители, в свою очередь, рассматривают альтернативные источники поставок газа из Северной Африки, Центральной Европы и Норвегии.

Таким образом, структура европейского рынка природного газа стала более сложной. Увеличилось количество участников рынка, у них появились новые возможности, которые используются для получения дополнительных выгод. В этих условиях представляется, что задача первостепенной важности для России – поиск инструментов для максимизации своей доли в той ренте, которую имеет российский природный газ на европейском рынке.

Даже не выполняя каких-либо дополнительных расчетов, ясно, что решение этой задачи сопряжено с поиском путей и инструментов, с помощью которых можно было бы уменьшить рыночную силу как транспортировщиков российского газа на тех участках, где транспорт осуществляют не российские компании, так и потребителей природного газа.

Однако этих априорных представлений совершенно недостаточно для каких-либо практических рекомендаций – необходимы количественные оценки, поскольку реализация любые практических решений сопряжено с затратами и важно сопоставить затраты и выгоды от решений. В следующем разделе сделана попытка построить такой методический инструмент, который мог решить эту проблему.

### **3.4. Игровой подход к торговле природным газом между Россией и Западной Европой**

Предлагается модель торговли природным газом между Востоком и Западом, как некооперативная игра<sup>1</sup> с тремя игроками (продавец-экспортер, страны транспортировщики и потребитель-импортер). Решением являются плата за транзит, цена за газ в России и плата за газ импортером.

#### **3.4.1. Игроки**

Торговля российским газом может быть представлена как игра с тремя участниками: продавец (Россия), транспортировщики (Беларусь, Украина, Словакия и Чехия) и потреби-

---

<sup>1</sup> Некооперативная игра – каждый игрок принимает решение самостоятельно, но с учетом действий остальных игроков. Игроки не объединяются в коалиции.

тель (Западная Европа). Такое разделение участников отражает общие интересы внутри каждой группы и охватывает независимость принятия решений.

В перспективе больше игроков может быть вовлечено в эту торговлю. Туркменистан и Казахстан, Норвегия, Центральная Европа или Африка могут внести свой вклад в поставки, конкурируя с Россией. Больше Западных стран могут проявить интерес к прямому доступу к Российскому газу. К тому же, появляющиеся частные партнерства могут создать новые транзитные и распределительные компании. Это развитие может увеличить количество участников в каждой из трех групп игроков. Как следствие, со временем может появиться более конкурентный рынок.

### 3.4.2. Принятие решений игроками

Главное решение, которое принимает Россия, - это цена, по которой она экспортирует газ. Пусть на российской границе цена газа в долларах США равна  $P_R$ . Импортер предъявляет спрос на газ  $G(P_G)$ : количество газа, которое он готов купить при заданной цене  $P_G$ . Выполняется следующее соотношение между ценами:

$$P_G = T + P_R, \quad (44)$$

где  $T$  – суммарная плата за транспорт газа в долларах США.

Перевозчики действуют как олигополисты. Каждый знает обратную функцию спроса  $P_G(G)$  и соотношение между ценами. Страны транспортировщики предлагают объем газа, который они готовы передать, при этом они стремятся к максимизации своей прибыли, считая  $P_R$  экзогенным параметром. Россия имеет всю информацию и о спросе  $G(P_G)$ , и о решениях стран транспортировщиков. Исходя из этой информации, Россия максимизирует свою прибыль, назначая  $P_R$ . Таким образом, получаем

$$P_G = P_G(P_R, T, n), \quad (45)$$

где  $P_R$  - российская цена газа,  $T$  – стоимость передачи газа,  $n$  – количество участников на рынке транспортировщиков. Несложно показать, что  $P_G$  возрастает, если Россия поднимает свою цену на газ  $P_R$  или страны транспортировщики увеличивают плату за доставку.

Для простоты предполагается, что каждый из участников игры варьирует лишь одну переменную, т.е. каждый игрок имеет одномерное пространство стратегий. В реальности пространство стратегий каждого игрока может быть и многомерным, и каждый транспорти-

ровщик, скорее всего, имеет возможность влиять на множество факторов. Россия, к примеру, может назначать разную цену для внутреннего рынка, стран транспортировщиков и для потребителей в Западной Европе, Россия может также ограничить объем поставок или использовать двухставочный тариф. Аналогично, страны транспортировщики могут менять цены в зависимости от объемов поставок и от качества услуг. Наконец, кроме импорта газа из России, Западная Европа может одновременно менять решения относительно импорта газа из других источников и использования альтернативных источников энергии. Многомерное пространство выбора для игроков очень важно в реальности и может послужить направлением дальнейших исследований.

### 3.4.3. Выигрыши игроков

Задача каждого игрока в игре – выбор наилучшей стратегии для максимизации своего выигрыша. Для стран Западной Европы это собственное общественное благосостояние. Абстрагируясь от институциональных сложностей и деталей того, как газ влияет на общественное благосостояние, можно предположить существование функции полезности, зависящей от импорта российского газа  $G$ , потребления прочих товаров  $Z$ , включающих потребление газа и энергии из других источников, и вектора параметров  $A$ :

$$U = U(G, Z, A). \quad (46)$$

При заданных ценах и располагаемом доходе  $Y$  максимизация функции полезности приводит к спросу на российский газ в объеме

$$G = G(P_G, P_Z, Y, A). \quad (47)$$

Аналогично, максимизация полезности приведет к спросу и на прочие товары  $Z$ . При нормальных условиях увеличение цены  $P_G$  приведет к снижению  $G$ , а увеличение цены энергии из других источников, отражающееся в снижении  $P_Z$ , приведет к повышению спроса  $G$ . Вектор параметров  $A$  может включать в себя такие параметры как надежность и доверие к поставкам газа из России, а так же любые другие параметры. Имея функцию спроса  $G = G(P_G, P_Z, Y, A)$  можно построить обратную функцию спроса

$$P_G = P_G(G, P_Z, Y, A). \quad (48)$$

Выигрыш транспортировщика – это прибыль, которую он получает от оказываемых услуг. В отличие от модели Grais и Zheng (1994) в данной работе рассматривается случай

олигополии на рынке транспортировок газа. В модели Grais и Zheng транспортировщик-монополист выбирает цену за свои услуги, максимизируя прибыль. В данной модели предполагается, что на рынке транспортировок газа действует  $n$  участников. Предполагается, что каждому транспортировщику известны его издержки на передачу единицы газа  $S$ , фиксированные издержки на поддержание газопровода  $F_T$ , цена  $P_R$ , которую назначает Россия, и обратная функция спроса  $P_G(G) = P_G(g_1 + \dots + g_n)$ . Предполагается, что все транспортировщики одинаковы. Функция выигрыша  $i$ -го транспортировщика, таким образом, может быть записана

$$\begin{cases} \Pi_i^T(P_R, g_1 + \dots + g_n) = (T(g_1 + \dots + g_n) - S)g_i - F_T \\ \text{s.t.} : T = P_G - P_R \end{cases} \quad (49)$$

Каждый транспортировщик выбирает количество газа  $g_i$ , которое он готов передать, принимая во внимание, что увеличение транспортировок приведет к снижению цены  $P_G$ , а в силу ограничения  $T = P_G - P_R$ ,  $T$  тоже уменьшится. Предположение о том, что транспортировщики выбирают количество газа, которое они готовы передать, достаточно реалистично, к примеру, страны картеля ОПЕК также выбирает количество нефти, которое они будут производить, а не цену реализации. Так же необходимо заметить, что это предположение приводит к более правдоподобным результатам модели, чем предположение о выборе тарифов. Транспортировщики здесь Штакельберговские последователи<sup>2</sup>, так как их поведение есть реакция на ценовой сигнал, посланный Россией, как лидером. Исходом максимизации прибыли будет количество газа, которое готовы передать транспортировщики  $G = g_1 + \dots + g_n$ , а, следовательно, и цена за транспортировку  $T$ :

$$\begin{aligned} G &= G(P_R, S, F_T, P_Z, Y, A) \\ T &= T(P_R, S, F_T, P_Z, Y, A) \end{aligned} \quad (50)$$

Российский поставщик газа имеет всю информацию о реакции транспортировщиков (50), спросе на газ (47) и соотношении между ценами (45). Прибыль российского поставщика газа:

$$\Pi^R(P_R) = (P_R - C)G(P_R) - F_R, \quad (51)$$

<sup>2</sup> Т.е. транспортировщики принимают за данность цену  $P_R$ , которую назначает Россия, и выбирают свою стратегию с целью максимизации собственного выигрыша с учетом фиксированной цены  $P_R$ .

где  $C$  – издержки на добычу единицы газа,  $F_R$  - фиксированные издержки. Поставщик газа выбирает  $P_R$ , максимизируя прибыль (51). Максимизация прибыли приводит к правилу выбора цены  $P_R$ :

$$P_R = P_R(C, F_R, S, F_T, P_Z, Y, A). \quad (52)$$

### 3.5. Взаимодействие между игроками

Предполагается, что Россия выступает в роли лидера в торговле газом на Западные рынки. Это крупнейший поставщик газа, который может удовлетворить спрос Западной Европы по разумной цене. В описанной выше модели России отводится лидирующая роль, в том смысле, что критическую роль в исходе игры играет выбор цены  $P_R$ . Как только Россия сделала свой выбор, остальные игроки выбирают свои стратегии с учетом  $P_R$ . Транспортировщики выбирают количество поставок  $G$ , а импортеры цену  $P_G$ , которая определяет и тариф  $T$ . Одно из предположений - поведенческая координация. Оно основано на предположении, что ни один из игроков не планирует бросать вызов лидирующей роли России (это означает, что иерархическая структура игры сохраняется бесконечно) и принимает последовательную природу принятия решений в цепочке.

Модель подразумевает асимметрию информации у игроков. Для принятия решений о цене  $P_R$  поставщику необходимо знать все параметры (например, факторы, влияющие на спрос на Европейских рынках,  $Y, A, P_Z$ , т.е. параметры, влияющие на правила принятия решений остальными игроками). Однако, транспортировщикам известна только информация о них самих и вся информация о спросе со стороны Западной Европы, в то время как последние только подстраивают цену  $P_G$  в соответствии с предложением. Предположение об асимметрии информации отражает нежелание Газпрома в участии иностранного капитала в производстве или транспортировке, и его активные усилия для того, чтобы быть вовлеченным во всю деятельность самому.

До 1990 года транспортировщики и поставщики образовывали коалицию. Затем, Чехословакия, Украина, Беларусь и Россия разделили информацию, производственные ресурсы и прибыли. Конфигурация транспортировочной системы, появившейся после 1991 года не позволяла достичь былой кооперации. Эта отличительная черта присуща природе некооперативной игре.

Все решения, принимаемые агентами, могут быть подстроены в ответ на изменения в окружающей среде каждого из участников игры. Всегда возможен пересмотр контрактов в следующем периоде.

### 3.6. Основные уравнения

Поведение игроков приводит к двум наборам уравнений. Первый набор содержит три уравнения, определяющие центральные переменные, а именно цену на газ на российской границе  $P_R$ , спрос на газ  $G$  и цену для Европы  $P_G$ . Эти уравнения собраны в верхней части таблицы 3. Второй набор уравнений собран в нижней части таблицы 3. Эти уравнения позволяют вычислить ренту, присваиваемую поставщиком и транспортировщиком, и соответствующие доли, их прибыли и индекс общественного благосостояния импортера. Второй набор переменных может быть вычислен, как только первый – центральный – набор переменных известен.

Таблица 3. Общая система уравнений модели

Цена поставщика	$P_R$	$P_G = P_G(G, P_Z, Y, A)$	
Спрос на Российский газ	$G$	$G = G(P_G, P_Z, Y, A)$	
Обратная функция спроса	$P_G$	$P_G = P_G(G, P_Z, Y, A)$	
Стоимость транспортировки	$T$	$T = P_G - P_R$	
Спрос на другие товары	$Z$	$Z = Z(P_G, P_Z, Y, A)$	
Индекс общественного благосостояния	$U$	$U = U(G, Z, A)$	
Рента	$R$	$R = P_G - S - C$	
Прибыль России	$\Pi^R$	$\Pi^R(P_R) = (P_R - C)G[P_R] - F_R$	
Прибыль транспортировщиков	$\Pi_i^T$	$\Pi_i^T(P_R, g_1 + \dots + g_n) = (T(g_1 + \dots + g_n) - S)g_i - F_T$	
Доля транспортировщиков в:	Доходах	$\omega_p$	$\omega_p = \frac{T}{T + P_R}$
	Ренте	$\omega_R$	$\omega_R = \frac{T - S}{T + P_R - S - C}$
	Общей прибыли	$\omega_{\Pi}$	$\omega_{\Pi} = \frac{\Pi^T}{\Pi^T + \Pi^R}$

В таблице 4 приведены уравнения в предположении о функции полезности с постоянной эластичностью замещения (подробнее см. раздел “Математическое описание модели”).

Таблица 4. Система уравнений с CES функций общественного благосостояния

Спрос на Российский газ	$G$	$G = \frac{Y}{P_G} * \left( 1 + \frac{1-\alpha}{\alpha} \left( \frac{P_G}{P_O} \right)^{(\sigma-1)} \right)^{-1}$
Стоимость транспортировки	$T$	$T = P_G - P_R$
Спрос на “другой” газ	$O$	$O = \frac{Y - P_G G}{P_O}$
Индекс общественного благосостояния импортера	$U$	$U = CES[G, O; \alpha, \sigma] = \left( \alpha^{1/\sigma} G^{1-1/\sigma} + (1-\alpha)^{1/\sigma} O^{1-1/\sigma} \right)^{\frac{\sigma}{\sigma-1}}$
Рента	$R$	$R = P_G - S - C$
Прибыль России	$\Pi^R$	$\Pi^R = (P_R - C)G - F_R$
Прибыль транспортировщиков	$\Pi_i^T$	$\Pi_i^T = (T - S)g_i - F_T$

### 3.7. Математическое описание модели

В этом разделе описывается математическая модель. Рассматривается равновесие по Нэшу<sup>3</sup>, которое достигается в случае, если ни один из участников игры не имеет стимулов отклониться от выбранной стратегии, при фиксированной стратегии остальных игроков. Равновесие характеризуется индивидуальной рациональностью, в том смысле, что каждый игрок максимизирует свой собственный выигрыш.

Математическая структура игры описана в три шага. Сначала, последовательно рассматриваются индивидуальные стратегии игроков. Такая итеративная процедура гарантирует Парето-эффективность<sup>4</sup> найденного решения. Далее находится равновесие игры при данных стратегиях игроков. В конце выбираются экзогенные параметры игры.

#### 3.7.1. Стратегия Импортера

Импортер максимизирует свою функцию полезности при заданном бюджетном ограничении. В работе в качестве функции полезности выбрана функция с постоянной эластичностью замещения (multi-level nested constant elasticities (MLN-CES)) между потребляемыми товарами и услугами, для того, что бы учесть оба эффекта: эффект дохода и эффект замеще-

<sup>3</sup> Равновесие по Нэшу достигается в случае, если каждый игрок ведет себя наилучшим образом при данном поведении остальных игроков.

<sup>4</sup> Решение называется Парето-эффективным, если не существует другого решения такого, при котором ни одному из игроков не стало бы хуже, а какому-либо стало лучше.

ния. Далее выводится функция спроса на газ, которая является правилом количества покупаемого газа для импортеров. Для простоты в функцию полезности импортера включены только два продукта: российский газ и газ из других источников. Предположение о MLN-CES функции полезности сначала позволяет учесть связь между потреблением энергии и других товаров, и в то же время отражает эффект замещения российского газа и энергии из других источников. Важным моментом является то, что изменения цен влияют на бюджетное ограничение импортера и приводят к пересмотру решения об импорте газа. Следовательно, затраты на газ могут измениться не только при изменении располагаемого дохода, но и при изменении относительных цен. Так, рост цен на иностранный газ приведет к увеличению затрат на прочие товары и изменению долей газового рынка. Итак, предполагается

$$U = CES[G, O; \alpha, \sigma] = (\alpha^{1/\sigma} G^{1-1/\sigma} + (1 - \alpha)^{1/\sigma} O^{1-1/\sigma})^{\frac{\sigma}{\sigma-1}}, \quad (53)$$

где  $U$  – полезность от потребления газа,  
 $G$  – потребление российского газа,  
 $O$  – потребление газа из других источников,  
 $\alpha$  – доля российского рынка,  
 $\sigma$  – эластичность замещения между  $G$  и  $O$ .

При заданных ценах  $P_G$  и  $P_O$  бюджетное ограничение импортера:

$$P_G G + P_O O \leq Y, \quad (54)$$

где  $Y$  это располагаемый доход на потребление газа. Максимизируя полезность (53) при соблюдении бюджетного ограничения (54) получаем функцию затрат

$$E(P_G, P_O, u) = [\alpha P_G^{1-\sigma} + (1 - \alpha) P_O^{1-\sigma}]^{\frac{1}{1-\sigma}} u \quad (55)$$

и неявную функцию полезности

$$V(P_G, P_O, y) = [\alpha P_G^{1-\sigma} + (1 - \alpha) P_O^{1-\sigma}]^{\frac{1}{1-\sigma}} y. \quad (56)$$

Далее, получаем спрос на российский газ

$$G(P_G, P_O, Y) = \frac{Y}{P_G} * \left( 1 + \frac{1-\alpha}{\alpha} \left( \frac{P_G}{P_O} \right)^{(\sigma-1)} \right)^{-1}, \quad (57)$$

который удовлетворяет однородности первой степени по ценам и доходу. Доля в затратах на российский газ

$$\frac{P_G G}{Y} = \alpha \left( \alpha + (1-\alpha) \left( \frac{P_G}{P_O} \right)^{(\sigma-1)} \right)^{-1}. \quad (58)$$

Следовательно, если конкуренция на западноевропейском рынке приводит к равенству цен  $P_G$  и  $P_O$ , то  $\alpha$  будет долей России на рынке. В случае  $\sigma = 1$ , т.е. функция полезности Кобба-Дугласа<sup>5</sup>, доля рынка не меняется при изменении отношения цен и остается константой. Эластичность спроса по доходу

$$\eta = \frac{Y}{G} \frac{\partial G}{\partial Y} = 1, \quad (59)$$

эластичность спроса по цене

$$\varepsilon_{G, P_G} = \frac{P_G}{G} \frac{\partial G}{\partial P_G} = -\frac{P_G G}{Y} \eta - \sigma \left( \frac{1-\alpha}{\alpha} \right) \left( \frac{P_G}{P_O} \right)^{(\sigma-1)} \frac{P_G G}{Y}. \quad (60)$$

Это уравнение Слуцкого, в правой части первое слагаемое представляет эффект дохода, а второе слагаемое эффект замещения. Как и ожидалось, с ростом значений  $\alpha$  и  $\sigma$  растет эффект замещения.

### 3.7.2. Стратегия Транспортировщиков

Из уравнения (57) можно найти обратную функцию спроса  $P_G(G)$ . Отличие данной модели от модели Grais и Zheng (1994) состоит в учете олигополии на рынке транспортировщиков. Каждый транспортировщик знает обратную функцию спроса и выбирает объемы транспортировок так, чтобы максимизировать свою прибыль.

$$\max_{g_i} \Pi_i^T = (T - S)g_i - F_T, \quad (61)$$

<sup>5</sup> Функция полезности Кобба-Дугласа:  $U = G^\alpha O^{1-\alpha}$ .

где  $S$  – издержки на передачу единицы газа,  $F_T$  - постоянные издержки на поддерживание газопровода. Соотношения между ценами

$$T = P_G - P_R. \quad (62)$$

Следовательно, функция спроса (57) может быть записана

$$G(P_G) = G(P_R + T). \quad (63)$$

Зная (63) и обратную функцию спроса можно вывести зависимость между  $G$  и  $T$

$$T = T(G). \quad (64)$$

В этом случае, условие первого порядка принимает вид

$$\frac{\partial T(g_1 + \dots + g_n)}{\partial G} g_i + T(g_1 + \dots + g_n) = S, \quad (65)$$

где  $n$  – количество фирм на рынке транспортировок газа, а  $G = g_1 + \dots + g_n$ . Так как все фирмы одинаковы, то для нахождения симметричного равновесия необходимо найти решение

$$\frac{\partial T(G)}{\partial G} \frac{G}{n} + T(G) = S. \quad (66)$$

Однако проблема заключается в том, что обратная функция спроса не выражается в элементарных функциях. Что бы обойти эту проблему, заметим что

$$\frac{\partial T}{\partial G} = \frac{\partial P_G}{\partial G} = \left( \frac{\partial G}{\partial P_G} \right)^{-1}. \quad (67)$$

Теперь, используя соотношение между ценами (62), можно все переменные выразить через  $P_G$ . Выражение (66) принимает вид

$$-\frac{1}{n} \frac{P_G \left( 1 + \frac{1-\alpha}{\alpha} \left( \frac{P_G}{P_O} \right)^{(\sigma-1)} \right)}{1 + (\sigma+1) \frac{1-\alpha}{\alpha} \left( \frac{P_G}{P_O} \right)^{(\sigma-1)}} + P_G - P_R = S. \quad (68)$$

Из (68) легко получить обратную функцию цены  $P_G: P_R = P_R(P_G)$ , а  $P_G$  однозначно определяет  $G$  и  $g_i$ .

### 3.7.3. Стратегия Экспортера

Зная обратную функцию цены, Россия максимизирует свою прибыль, выбирая цену  $P_R$ :

$$\max_{g_i} \Pi^R = (P_R - C)G - F_R, \quad (69)$$

где  $C$  – издержки на единицу добычи газа, а  $F_R$  - постоянные издержки. Условие первого порядка для России

$$\frac{\partial G}{\partial P_R} (P_R - C) + G = 0. \quad (70)$$

Зная обратную функцию цены  $P_G: P_R = P_R(P_G)$  условие первого порядка можно переписать

$$\frac{\partial G}{\partial P_G} \frac{\partial P_G}{\partial P_R} (P_R(P_G) - C) + G(P_G) = 0. \quad (71)$$

Из (71) можно найти решение  $P_G$ , с помощью которого затем найти  $P_R$ , которое и будет решением задачи поставщика.

Проблема заключается в том, что уравнение (71) невозможно решить аналитически. Даже зная все параметры в уравнении (71) невозможно отыскать корни. Однако если установить границы для цены

$$\$10 / tcm \leq P_G \leq \$170 / tcm \quad (72)$$

оказывается, что решение на этом участке существует и единственно! Его можно найти с помощью итеративных процедур, что и было сделано при помощи метода Ньютона, который быстро сходится к решению. Остается заметить, что если начальное значение для метода Ньютона установить за пределами интервала, то он начнет резко расходиться, что связано с особыми точками уравнения (71) и не доказывает существование других корней при  $P_G \geq 0$ .

### 3.7.4. Равновесие решения

Равновесием в этой игре можно назвать тройку стратегий  $(P_R^*, G^*, P_G^*)$ , где  $G^* = g_1^* + \dots + g_n^*$ , а \* означает Штаккельберговское решение, которое удовлетворяет неравенствам:

- i.  $\Pi^R(P_R^*, G^*, P_G^*) \geq \Pi^R(P_R, G^*, P_G^*)$  и  $P_R^* > C$ , а  $(G^*, P_G^*)$  определяются из ii. и iii.
- ii. Для любого  $P_R$ ,  $\Pi^T(P_R, G^*, P_G^*) \geq \Pi^T(P_R, G, P_G^*)$ , где  $\Pi^T$  совокупная прибыль транспортировщиков, а  $G^* = g_1^* + \dots + g_n^*$ .
- iii.  $P_G^*$  определяется из обратной функции спроса.

### 3.7.5. Выбор параметров

Восемь параметров необходимо определить для нахождения численного решения модели. Данные о потреблении и ценах на газ взяты из International Energy Agency, Natural Gas Information 2002.

1) Затраты на газ  $Y$ : в Западной Европе в 2001 году было потреблено 315 млрд. куб. м газа, из России было импортировано 71 млрд. куб. м. по цене 102 долл./тыс. куб. м. Предполагая, что газ из других источников стоит столько же, получаем  $Y=32.1$  млрд. долл

2) Цена на газ из других источников,  $P_O$ : газ из России оценивался в Германии 102 долл./тыс. куб. м в 2001 г., следовательно,  $P_O = \$102$ /тыс. куб. м, доля российского газа составляет примерно 25 % потребления газа в Западной Европе,  $\alpha=25$  %.

3) Фиксированные издержки на транспортировку газа  $F_T$  и фиксированные издержки на добычу и транспортировку российского газа до границы  $F_R$  не влияют на принятие решений игроков, однако, они влияют на распределение доходов игроков. По оценкам  $F_T=300$  млн. долл., а  $F_R=500$  млн. долл.

4) Долгосрочные предельные издержки  $S$  оцениваются в 10 долл./тыс. куб. м, а  $C$  в 40 долл./тыс. куб. м.

5)  $\sigma > 1$  выбирается так, что бы приблизить решение игры как можно ближе к наблюдаемому исходу:  $G=71$  млрд. куб. м,  $P_G=102$  долл./тыс. куб. м. Наилучшее приближение достигается при  $\sigma = 3.2$ .

### **3.8. Результаты модели Wafik Grais и Kangbin Zheng (1994)**

Модель, описанная в данной работе, является расширением модели Grais и Zheng (1994) на случай олигополии на рынке транспортировок газа. В модели-прототипе на рынке транспортировок газа существует единственная страна-транспортировщик и исследуются различные изменения параметров системы в ответ на изменения экзогенных параметров. В данной работе акцент сделан на оценку возможного выигрыша России и Европы от появления дополнительных путей для транспорта российского газа. В таблице 5 приводится зависимость различных параметров системы от экзогенных параметров. Заметим, что, несмотря на усложнение модели, все зависимости сохраняются и в рамках модели с олигополией на рынке транспортировок газа.

Таблица 5. Эффект изменения параметров

Экзогенные переменные и параметры		Параметры Импортера				Издержки на транспортировку газа		Издержки на добычу газа	
		Затраты на газ $Y$	Эластичность замещения $\sigma$	Доля Российского рынка $\alpha$	Цена “другого” газа $P_O$	Предельные $S$	Постоянные $F_T$	Предельные $C$	Постоянные $F_R$
Цена поставщика	$P_R$	0	-	+	+	-	0	+	0
Цена за транспортировку	$T$	0	-	+	+	+	0	-	0
Спрос на Российский газ	$G$	+	+	+	+	-	0	-	0
Цена для импортера	$P_G$	0	-	+	+	+	0	+	0
Спрос на “другой” газ	$O$	+	-	-	-	+	0	+	0
Благосостояние импортера	$U$	+	+	-	-	-	0	-	0
Рента	$R$	0	-	+	+	-	0	-	0
Прибыль России	$\Pi^R$	+	+	+	+	-	0	-	-
Общая прибыль транспортировщиков	$\Pi^T$	+	+	+	+	-	-	-	0
Доля транспортировщиков в	Доходах	$\omega_P$	0	-	+	+	0	-	0
	Ренте	$\omega_R$	0	-	-	-	0	+	0
	Общей прибыли	$\omega_{\Pi}$	-	-	-	-	+	-	+

### 3.9. Результаты расчетов

Главным результатом данной работы является получение зависимости параметров системы от количества игроков на рынке транспортировок газа. В ходе работы также были установлены все зависимости, которые выполнялись и в модели-прототипе, в частности выполняются все результаты таблицы 5. Результаты, касающиеся изменений в среде игроков, совпадают с результатами модели-прототипа. Результаты, связанные с изменением количества стран-транспортировщиков, насколько нам известно, являются новыми.

#### 3.9.1. Изменения в среде игроков

Спрос импортера может измениться под действием следующих параметров:

1. Повышением затрат на газ под действием повышенного замещения газом другими источниками энергии в ответ на усиление требований по снижению вредного влияния на окружающую среду.

2. Сдвиг спроса в сторону других поставщиков газа из-за изменения цены газа у конкурентов, изменения надежности и доверия к поставкам из России.

3. Возросшей конкуренции на рынке газа.

Повышение затрат на газ ( $\Delta Y > 0$ ) ослабляет бюджетное ограничение, и, тем самым, вносит вклад в увеличение спроса на газ из всех источников. Это прямое следствие максимизации индекса общественного благосостояния. Стратегическое взаимодействие игроков заставляет транспортировщиков и поставщиков не поднимать цены в ответ на повышение спроса. Любое повышение цены приведет к увеличению доли потребления газа из других источников и снизит долю российского рынка, а это приведет к падению прибыли поставщика и транспортировщиков ниже того уровня, который они могли бы достичь, не повышая цену.

Следовательно, все игроки выигрывают от усиления покупательной способности импортера и повышения объемов торговли. Благодаря однородности первой степени<sup>6</sup> в функции общественного благосостояния, увеличение  $Y$  на один процент ведет к увеличению спроса на газ  $G$  тоже на один процент, и, следовательно, увеличивает индекс общественного благосостояния ровно на один процент. Прибыль транспортировщиков и поставщика газа увеличивается больше, чем на один процент из-за присутствия фиксированных издержек.

Увеличение спроса на российский газ может быть вызвано повышением доверия и надежности российских поставок, что ведет к увеличению доли российского рынка ( $\Delta \alpha > 0$ ),

---

<sup>6</sup> Функция называется однородной первой степени, если она обладает следующим свойством: для любых  $x$ ,  $y$  и  $\alpha > 0$   $f(\alpha x, \alpha y) = \alpha f(x, y)$ .

или повышением цены конкурентов ( $\Delta P_O > 0$ ). Эти изменения приведут к снижению конкурентоспособности соперников России и увеличат переговорную силу России и транспортировщиков. При данных затратах на газ изменение спроса газа из других источников будет сильнее, чем изменение спроса на Российский газ ( $\Delta O + \Delta G < 0$ ). Цена Российского газа вырастет, а потребление газа упадет. В результате прибыль и рента России и транспортировщиков вырастет, в то время как индекс общественного благосостояния импортного газа в Европе может стать более конкурентным. Одна из причин – повышение эластичности замещения ( $\Delta \sigma > 0$ ). Повышение  $\sigma$  приведет к ослаблению переговорной силы транспортировщиков и поставщика газа, понижению цены  $P_R$  и стоимости транспортировки  $T$ , для получения максимальной прибыли. Импортер будет платить меньшую цену  $P_G$  и потреблять больше российского газа. Газ из других источников будет вытесняться, но не настолько сильно, насколько увеличится потребление российского газа.

Увеличение конкуренции на рынке газа в Европе выгодно всем участникам на рынке. Общий объем рынка при этом растет. Цены падают. Все игроки получают большие выигрыши. Импортер потребляет больше газа. Прибыли транспортировщиков и поставщика растут из-за увеличения объемов торговли, несмотря на падение ренты. Однако переговорная сила транспортировщиков сокращается сильнее, чем у поставщика, если Западные рынки становятся более конкурентными. Следовательно, их доля в прибылях и ренте падает, оставляя большую долю поставщику.

В поиске наилучшей стратегии транспортировщики и экспортер в первую очередь обращают внимание на свои издержки, а также на уровень конкурентности на рынке транспортировщиков. Модель позволяет проанализировать эффект изменения предельных и постоянных издержек.

Повышение предельных издержек транспортировщиков и экспортера снижает конкурентоспособность российского газа на западных рынках и ухудшает выигрыши всех трех участников.

Повышение предельных издержек поставщика ухудшает положение всех трех участников игры, но улучшает положение экспортера по отношению к остальным участникам игры. Повышение предельных издержек понижает ренту и выводит поставщика из положения равновесия. В поиске нового равновесия, экспортер повышает цену так, чтобы предельные издержки равнялись предельной прибыли с учетом реакции транспортировщиков. В ответ на повышение цен импортеры предъявляют меньший спрос на российский газ, а, следовательно, снижается и прибыль транспортировщиков. В таблице 6 приведены численные значения для

случая монопольного рынка транспортировщиков. Похожая ситуация происходит при увеличении предельных издержек транспортировщиков.

### 3.9.2. Изменение количества игроков на рынке транспортировок

Главным результатом данной работы является зависимость центральных переменных от количества игроков на рынке газовых транспортировок. В модели Grais и Zheng (1994) рынок транспортировщиков монопольный, поэтому единственный транспортировщик выбирает цену услуг по транспортировке газа,  $T$ . При наличии нескольких игроков на рынке газотранспортировок наиболее реалистичные результаты достигаются в предположении конкуренции по Курно. Итак, предполагается, что каждый транспортировщик выбирает количество газа, которое он готов транспортировать. При этом транспортировщики понимают, что повышение объемов транспортировок приведет к снижению тарифов, т.е. они руководствуются обратной функцией спроса  $P_G(G)$ .

Повышение числа транспортировщиков повышает конкурентность рынка газотранспортировок и придает дополнительную переговорную силу России. В результате тарифы на транспортировку резко падают (например, в случае монополии, появление нового транспортировщика сокращает тарифы почти вдвое, а выручка России увеличивается в полтора раза! (см. таблицу 6)), спрос растет, а Россия получает возможность повысить цену на газ. В результате увеличения конкуренции импортеры получают газ по более низкой цене и увеличивают потребление, что улучшает их выигрыш, Россия выигрывает вдвойне: от увеличения поставок и от увеличения отпускных цен, а транспортировщики несут большие потери. Конкуренция резко сокращает монопольные прибыли транспортировщиков. Из таблицы 6 видно, что доля транспортировщиков в общей прибыли резко падает с ростом количества участников.

Таблица 6. Численные значения переменных, при олигополии на рынке транспорта газа

Оценки на данных по 2001 году ( $\sigma=3.2$ )

Количество игроков на рынке транспортировок		N	1	2	3	10
Конечная цена для импортера, долл./тыс. куб. м		$P_G$	102	93.6	90.7	86.2
Цена Российского экспорта газа, долл./тыс. куб. м		$P_R$	53.2	65.4	68.8	72.8
Цена транспортировки единицы газа, долл./тыс. куб. м		$T$	48.4	28.2	21.9	13.4
Объемы потребления российского газа, млрд. куб.м		$G$	79	98	107	121
Индекс общественного благосостояния		$U$	315	322	325	330
Рента, долл./тыс. куб. м		$R$	51.7	43.6	40.7	36.3
Выручка, млрд. долл.		$E$	4.2	6.4	7.3	8.8
Доля транспортировщиков в:	Доходах, %	$\omega_p$	48	30	24	16
	Общей прибыли, %	$\omega_{\Pi}$	83	43	27	3

Оценки на данных по 1992 году ( $\sigma=4.9$ )

Количество игроков на рынке транспортировок		N	1	2	3	10
Конечная цена для импортера, долл./тыс.куб.м		$P_G$	86	81.9	80.3	77.7
Цена Российского экспорта газа, долл./тыс.куб.м		$P_R$	59.2	66.1	68.1	70.1
Цена транспортировки единицы газа, долл./тыс.куб.м		$T$	26.9	15.8	12.2	7.1
Объемы потребления газа млрд. куб. м		$G$	60	72	78	88
Индекс общественного благосостояния		$U$	240	243	245	247
Рента, долл./тыс.куб.м		$R$	31.1	26.9	25.3	22.7
Доля транспортировщиков в	Доходах, %	$\omega_p$	31	19	15	9
	Общей прибыли, %	$\omega_{\Pi}$	71	40	28	9

### 3.10. Выводы

Настоящие и будущие выгоды от торговли газом между Россией и Западной Европой огромны для всех участников рынка. Получение этих выгод требует больших инвестиций. Однако, новая, более сложная структура транзитных газопроводов, появившаяся в странах Восточной Европы и в странах бывшего Советского Союза, создала неопределенность ожидаемой выгоды от инвестиций. Данная работа является развитием работы Grais и Zheng (1994). Работа основана на Штакельберговской игре с тремя типами участников (поставщик газа, транспортировщики и импортер) с Россией в роли лидера. Этот подход позволяет анализировать изменения эндогенных переменных при сдвиге экзогенных параметров.

Главный результат работы – выявление зависимости цен на газ от количества участников на рынке транспортировок, что, насколько нам известно, ранее не было рассмотрено. Как показано в работе, импортеры в Западной Европе и Россия значительно выигрывают от увеличения числа транспортировщиков. Цена для импортеров снижается, и они повышают спрос на российский газ. Россия же выигрывает вдвойне: как от увеличения поставок газа, так и от повышения отпускных цен. Прибыль транспортировщиков резко снижается при увеличении числа участников на рынке транспортировок газа.

Анализ олигополии на рынке газа подтвердил основные результаты модели Grais и Zheng (1994), полученные ими в случае монопольной власти транспортировщиков. Так, увеличение доли российского газа на Европейском рынке приведет к увеличению благосостояния всех участников благодаря снижению цены и увеличению поставок газа. Рост доверия и надежности Российских поставок газа также увеличивает выигрыши всех участников торговли. Предсказуемость действий игроков в ответ на изменения параметров среды придает уверенность игрокам и позволяет расширить рынок, что выгодно всем участникам игры.

## 4. Развитие европейского рынка природного газа

### 4.1. Введение

Европейский рынок представляет для России большой интерес. Причин этого интереса, по меньшей мере, две.

Первая хорошо известна – Россия продает на европейском рынке около 130 млрд. м<sup>3</sup> природного газа по цене около 100 долл./тыс. м<sup>3</sup>. Доход от продаж, таким образом, составляет около 13 млрд. долл./год. Эта заметная сумма, поэтому неизбежно возникают вопросы о том, насколько доход от продаж российского природного газа стабилен, можно ли его увеличить, нет ли риска его значительного падения. Разумеется, вопросы эти не новы, и те, кто занят торговлей российским газом, а также те, кто планирует российский бюджет, и другие лица и организации в той или иной мере этими вопросами занимаются. Впрочем, это не умаляет важность того, чтобы эти вопросы осветить в этой работе.

Другая причина интереса к европейскому рынку природного газа вызвана тем, что, по оценке многих экспертов, как отечественных, так и зарубежных, российская газовая отрасль функционирует недостаточно эффективно. По крайней мере, частично, этой недостаточной эффективности отрасль обязана действующим в России институтам. Проблема состоит в том, что институты довольно трудно поддаются количественному измерению и анализу. Качественный, логический анализ сопряжен с появлением в рекомендациях неопределенности и риска. Поэтому важным методологическим подходом при анализе институтов является анализ имеющегося опыта других стран. Особенно, если эти страны уже прошли ту фазу развития рынка природного газа, в которой сейчас находится Россия. Европа, где решения о дерегулировании рынка газа были приняты еще в 1998 году, очевидно, представляют интерес для изучения опыта развития рынка газа и поиска таких институтов, которые, будучи в том или ином виде перенесенными в Россию, могли бы быть полезными для повышения эффективности газовой отрасли России.

В такой постановке европейский рынок природного газа практически не был изучен. Таким образом, анализ институтов европейского рынка газа в данной работе представляет наибольший практический интерес.

Для настоящего исследования особое значение имеет проблема взаимодействия государственных и рыночных институтов в процессе освоения и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений. Как и при анализе рынка газа в Соединенных Штатах, мы не ограничиваемся статическим анализом рынка природного газа и современных институтов, его обслуживающих, а стремимся проследить их историю и понять причины изменений их со-

стояния. Проведенное исследование<sup>7</sup>. привело нас к следующим основным выводам (некоторые из которых на данном этапе следует рассматривать как гипотезы).

1). Во всех европейских странах, обладавших крупными месторождениями, начальный этап их эксплуатации осуществлялся при непосредственном участии государства. По мере совершенствования внутреннего рынка и усиления конкурентоспособности отечественных фирм государство снижало степень своего прямого участия, стремясь найти такие формы взаимодействия с частным сектором, которые, не сковывая его инициативу, обеспечивали бы компенсацию «провалов рынка».

Примеры Великобритании и Норвегии особенно поучительны<sup>8</sup>. В Великобритании эксплуатация нефтяных месторождений началась в середине 60-х годов. К тому времени «Бритиш Петролеум» (БП) существовала уже более шестидесяти лет. Значительная доля акций этой компании принадлежала государству. В 1976 г. была создана Британская национальная нефтяная компания (БННК) со 100% государственным капиталом. Однако в восьмидесятых годах начался процесс либерализации. БННК была ликвидирована, государство постепенно уменьшало свое участие в БП, и в 1987 г. она стала частной. Рынки нефти и газа были полностью либерализованы, существенную их долю занял иностранный капитал. Однако после падения цен на нефть в 1998 г. появились тревожные тенденции, компаниям стало невыгодно разрабатывать новые месторождения. Английское правительство создало специальный орган стратегического планирования (Oil and Gas Industry Task Force), куда вошли как его представители, так и менеджеры основных добывающих компаний. Были приняты специальные меры, чтобы уменьшить конкуренцию и наладить взаимодействие между нефтегазодобывающими фирмами, в частности, обеспечить обмен оборудованием и людскими ресурсами, а также взаимную передачу новых технологий. В результате правительство добилось увеличения добычи.<sup>9</sup>

В 1950 г. подушевой ВВП Норвегии составлял около половины американского и был существенно ниже английского. К 1992 г. Норвегия обогнала Великобританию по этому показателю и отставала от США лишь на 20%. Немаловажную роль в достижении быстрого роста сыграло открытие в 1962 г. и умелое использование нефтегазовых месторождений на шельфе Северного моря.

---

<sup>7</sup> Мы следуем общему подходу, развитому в работе В.М. Полтеровича и В.В. Попова «Стимулирование роста и стадии развития» (готовится к печати).

<sup>8</sup> Мы используем фактический материал, собранный в статье В. Шпака Инновационное развитие нефтегазового сектора: зарубежный опыт. В сб.: Крюков В.А., А.Е. Севастьянова. Нефтегазовый сектор России в теории и на практике. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2003.

<sup>9</sup> Отметим, что использование технологии, разработанной конкурентами, - типичный пример экстерналии, которая не реализуется на рынке автоматически. Государство может помочь фирмам договориться друг с другом о передаче технологий, способствуя повышению эффективности отрасли в целом.

Ведущую роль в разработке месторождений играла государственная компания «Статойл». В создании двух других крупных компаний участвовал частный норвежский капитал. Присутствие иностранного капитала тщательно дозировалось так, чтобы он "работал" на национальную стратегию производства углеводородов. При реализации нефтегазовых проектов определенная доля оборудования и услуг должна была поставляться норвежскими фирмами. В результате производство нефтегазового оборудования стало важной отраслью норвежской промышленности. Система налогообложения обеспечила создание «фонда будущих поколений» за счет доходов от экспорта углеводородного сырья и относительно низкую отраслевую дифференциацию заработной платы. Норвежские фирмы окрепли настолько, что стала целесообразной постепенная либерализация рынков нефти и газа. В 2002 году, через тридцать лет после образования «Статойл», 17.5 % ее акций были проданы частным инвесторам. Норвежское правительство намерено снизить свою долю в «Статойл» до 75%.

Из приведенного краткого обзора следуют два других важных вывода.

2). Допуск иностранных фирм на рынок сопровождался рядом ограничений, которые ослаблялись по мере того, как отечественные фирмы совершенствовались и крепили, чтобы, наконец, стать полноценными конкурентами.

3). На рынках европейских стран - производителей углеводородного сырья доминируют небольшое число крупных фирм, которые могут и хотят взаимодействовать с государством и способны защищать национальные интересы на внешних рынках.

В какой мере европейский опыт применим к российским условиям? Основное возражение против государственного вмешательства состоит в том, что российская бюрократия, в отличие от западной, коррумпирована и не способна эффективно взаимодействовать с бизнесом. Признавая значимость этого аргумента, мы, тем не менее, полагаем, что создание соответствующих институтов взаимодействия необходимо, ибо без них эффективное использование нефтегазовых ресурсов невозможно. Разумеется, конструкция таких институтов должна учитывать российские условия.

## **4.2. Определения**

Природный газ (natural gas) в международном определении эквивалентен российскому понятию «естественный газ». Он включает и газ, добываемый из газовых месторождений (non-associated gas), и попутные газы (associated gases), которые производятся либо при добыче нефти (нефтяной попутный газ), либо при добыче угля (метан из угольных шахт). Сюда не включаются ни газы, производимые при газификации угля, ни газ, сжигаемый в факелах или закачиваемый в скважины, ни другие виды газов, производимые в промышленности или в других отраслях экономики.

По российской классификации природный газ – это газ, который добывается из газовых месторождений. Поскольку в данной работе описываются зарубежные данные, говоря о природном газе, по умолчанию будем иметь в виду международное определение.

#### **4.3. Начальный этап развития европейского рынка природного газа**

Природный газ как энергоноситель пришел на европейский рынок тогда, когда в некоторых отраслях ряда стран Европы уже сформировались потребители, покрывающие свои энергетические нужды газовым энергоносителем. Дело в том, что такие страны, как Англия, Германия, Франция, Польша и некоторые другие европейские страны имеют на своей территории значительные запасы угля как каменного, так и бурого, уже в 19 веке использовали уголь в домашних хозяйствах для отопления и пищеприготовления и в промышленности для выплавки чугуна, стали и пр., в конце 19 века освоили технологии газификации. При газификации используется воздух, то получают так называемый воздушный, или угольный, газ (coal gas), представляющий собой смесь окиси углерода (примерно 35 %) и азота (около 65 %). Если при газификации применяют водяной пар, то получают водяной газ (water gas), состоящий из окиси углерода (50 %) и водорода (50 %). Иногда используют в качестве газификатора смесь водяного пара с воздухом или кислородом.

Полученный на базе угля газ несколько десятилетий использовали для освещения, городских улиц прежде всего, и производства металлов в промышленности. Таким образом, потребность в газовом энергоносителе к моменту появления на рынке природного газа уже существовала. Правда, электроэнергия в начале 20 века почти вытеснила газ из сферы уличного освещения, однако и в промышленности, и (после изобретения экономичных газовых горелок) в домашних хозяйствах потребность в газовом энергоносителе существовала.

В тех странах, где добывалась нефть, потребность в газе поддерживалась благодаря тому, что на стороне предложения появился нефтяной попутный газ (НПГ), который производился при добыче нефти. В Европе значительные промышленные запасы нефти были в Румынии. В 1913 году Румыния производила около 104 млн. м<sup>3</sup>/год природного газа (видимо, это был НПГ).<sup>10</sup> В это время в Европе только Италия производила еще 6 млн. м<sup>3</sup>/год природного газа. Сведениями об использовании природного газа в остальных европейских странах мы не располагаем. (В этой работе мы не будем анализировать газовую отрасль России – этому будет посвящены специальные исследования).

В какие-то годы начального периода развития рынка природного газа в некоторых странах отмечены отдельные недолгие всплески производства природного газа. Так, с 1920 по 1929 годы Польша производила природный газ в заметном объеме – по 400 – 530 млн.

---

<sup>10</sup> B.R. Mitchell. International Historical Statistics. Europe. 1750-1993. Macmillan Reference Ltd. 1998. P. 439.

куб. м<sup>3</sup>/год, после чего это производство прекратилось и было возобновлено только в 1945 году (102 млн. м<sup>3</sup>). В течение 10 лет с 1930 по 1940 годы Англия также производила природный газ (видимо, из газовых месторождений). В 1930 году было произведено 520 млн. м<sup>3</sup>, в 1940 году - 3219 млн. м<sup>3</sup>, однако затем эта добыча прекратилась и возобновилась в очень небольшом объеме только в 1965 году (13 млн. м<sup>3</sup>).

В 1945 году в Европе было произведено всего 1686 млн. м<sup>3</sup> природного газа, в том числе в Румынии – 77 %. Небольшие количества природного газа добывались во Франции, Германии, Венгрии, Польше. Там, где добывался уголь, в газовой отрасли доминировал газ искусственного происхождения. Характерным примером может служить Англия, баланс газа которой за период 1945-1995 годы приведен в таблице 7.

Природный газ в этом балансе отсутствует. На стороне предложения доминирует газ, полученный при газификации угля. Рынок газа растущий, производство и потребление внутри страны сбалансировано. Производство искусственных горючих газов за 10 лет выросло на 43 %, потребление – на 42 %. Потребление коммерческим сектором выросло на 141 %, промышленности – на 90 %, а домашними хозяйствами – на 16 %. Структура потребления газа показана на рисунке 15. Основные потребители горючих газов – домашние хозяйства и промышленность.

Таким образом, к началу 60-х годов в европейских странах, производящих уголь или нефть, сформировался растущий спрос на газовое топливо, покрываемый, в основном, искусственными газами, производимыми из угля и нефти.

Таблица 7. Баланс газа Англии в 1945 – 1955 годах, млн. м<sup>3</sup>/год

	1945	1950	1955
Производство газа, всего	5611	7267	8017
газовыми заводами, всего	4933	6375	6900
воздушный газ	4092	5242	5783
водяной газ	794	1039	1064
прочие виды	47	94	53
коксовыми печами и пр.	678	892	1117
Потребление, всего	5058	6492	7169
Домашние хозяйства	3261	3769	3783
Промышленность	1086	1611	2061
Коммерческий сектор	444	814	1072
Администрации	194	147	131
Освещение улиц	72	150	122
Потери + невязка баланса	553	775	847

Источник: Annual Abstract of Statistics. 1956. № 93. London. Central Statistical Office

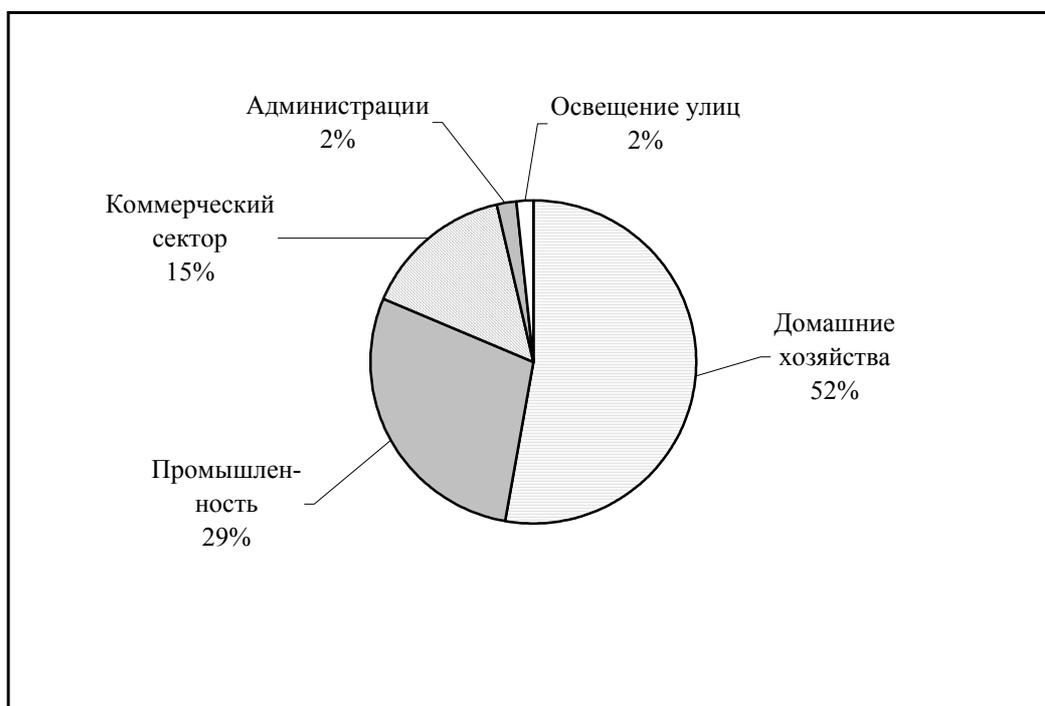


Рисунок 15. Структура потребления газа в Англии в 1955 году

Однако в целом европейский рынок природного газа по объему был очень небольшим. Таблица 8 содержит данные о добыче природного газа в начальном периоде развития рынка в странах Европы.

Таблица 8. Производство природного газа в странах Европы в 1945-1965 годах, млн. м<sup>3</sup>/год

	1945	1950	1955	1960	1965
Австрия		470	748	1469	1724
Чехия	2	37	173	1428	902
Франция	85	246	256	2846	5048
Германия	71	68	240	474	2772
Венгрия	77	379	545	342	1108
Италия	42	510	3627	6447	7800
Голландия		8	145	330	1743
Норвегия					
Польша	102	182	393	541	1312
Румыния	1304	3350	6169	10143	17281
Англия				1	13
Югославия	3	15	34	53	330
Всего	1686	5265	12330	24074	40033

Источник: B.R. Mitchell. International Historical Statistics. Europe. 1750-1993. Macmillan Reference Ltd. 1998. P.440

Сопоставление данных таблиц 7 и 8 показывает, что, например, в 1950 году только в Англии горючих газов из угля и нефти производилось больше, чем природного газа во всей Европе. В 1955 году добыча природного газа выросла более чем в 2 раза по сравнению с 1950 годом, однако суммарная добыча в Европе природного газа все еще только на 50 % превышала производство газов, полученных из нефти и угля в одной только Англии. В 1960 году добыча природного газа в Европе выросла почти в 2 раза по сравнению с 1955 годом, но почти половину добывала Румыния.

Таким образом, к 1960 году в Европе в нескольких странах, но не во всех, существовали небольшие изолированные друг от друга рынки газа, где на стороне предложения основную роль играли горючие газы, производимые из нефти и газа. Потребность в специальных институтах на этих рынках, видимо, отсутствовала, а институциональная потребность в обслуживании существующих рынков газа покрывалась теми институтами, которые действовали в экономиках стран-производителей для всех видов бизнеса. Основная причина этого очевидна – в то время ни в Европе, ни в окружающих ее странах не были еще открыты крупные месторождения природного газа, которые могли бы выйти на европейский рынок газа. Положение существенно изменилось в середине 60-х годов, т.е. еще до первого мирового энергетического кризиса, когда в Северном море стали обнаруживать крупные месторождения нефти и газа. За счет этих месторождений в 1965 году значительный прирост добычи да-

ла Голландия, в 1967 году – Англия, а в 1978 году – Норвегия. Рост работ по геологоразведке в Северном море привел к открытию новых месторождений нефти и природного газа. Открытие крупнейших газовых месторождений в Западной Сибири и Алжире расширили географию тех стран, которые способны конкурировать в поставках газа на европейском рынке.

В результате этих открытий к концу 70-х годов в Европе стало добываться настолько значительное количество природного газа, что возник большой европейский рынок природного газа. Чтобы стал понятен его объем и перспективы, рассмотрим запасы природного газа в Европе.

#### **4.4. Запасы природного газа для европейского рынка**

Что представляют собой запасы природного газа для Европы сейчас. Во-первых, это остаточные запасы<sup>11</sup> природного газа на суше самой Европы. Во-вторых, это остаточные запасы месторождений на морском шельфе европейских стран. В-третьих, это остаточные запасы окружающих Европу стран, которые могут быть конкурентоспособны на европейском рынке газа.

В таблице 9 представлены данные о запасах природного газа, некоторые из которых уже сейчас используются, а другие расположены не так далеко от европейских потребителей и в будущем могут быть включены в европейский рынок.

---

<sup>11</sup> Запасами по международному определению называются промышленные и экономически приемлемые ресурсы. По российской классификации – это примерно соответствует запасам категорий А+В+С<sub>1</sub>.

Таблица 9. Распределение запасов природного газа в Европе и соседних регионах и странах, на конец 2000 г.

	млрд. м <sup>3</sup>	% от запасов Европы
Австрия	26	0.32
Дания	144	1.76
Франция	8	0.10
Германия	264	3.24
Греция	1	0.01
Венгрия	32	0.39
Ирландия	35	0.43
Италия	199	2.44
Голландия	1655	20.28
Норвегия	4017	49.23
Польша	146	1.79
Словакия	15	0.18
Турция	9	0.11
Англия	1195	14.65
<b>Всего OECD</b>	<b>7746</b>	<b>94.94</b>
Албания		
Болгария	6	0.07
Хорватия	29	0.36
Югославия	43	0.53
Румыния	335	4.11
<b>Европа, всего</b>	<b>8159</b>	<b>100.00</b>
Страны б.СССР	55977	686
Ближний Восток	58733	720
Алжир	4520	55
<b>Всего, соседи</b>	<b>119230</b>	<b>1461</b>

Источник: IEA Statistics. Natural Gas Information. 2002. Pp. II.50-II.51.

Запасы природного газа по странам Европы распределены очень неравномерно. У одних стран – Бельгии, Чехии, Финляндии, Греции, Ирландии, Португалии, Словакии, Испании, Швеции, Швейцарии, Турции, Албании, Болгарии, Хорватии месторождений природного газа либо вовсе нет, либо его запасы невелики. Во Франции небольшие запасы природного газа расположены на юго-западе страны. Газовые месторождения небольшой мощности имеются на юго-востоке и юго-западе Венгрии. Довольно большие запасы природного газа в акватории Северного моря имеют Голландия, Норвегия и Англия. Есть природный газ на территории Румынии, но это, в основном, НПГ нефтяных месторождений, использование которого требует дополнительных затрат.

Таким образом, потребность в институтах, специфических именно для рынка природного газа, в Европе могла возникнуть только во второй половине 60-х годов, когда «боль-

шой» природный газ пришел в Европу. Вначале он пришел из Голландии, затем из Англии, потом из Норвегии. Этот «большой» газ создал потребность в институтах, обслуживающих межстрановые потоки природного газа.

Значительные запасы природного газа в расположенных на границах Европы государствах и приход в Европу газа из России, Туркменистана, Алжира, создали потребность в таких институтах, которые могли бы обеспечить выгодные для Европы условия импорта природного газа из этих стран.

#### **4.5. Рост европейского рынка газа и создание его транспортной инфраструктуры**

##### **4.5.1. Факторы роста привлекательности природного газа в Европе**

Разработка газовых месторождений Северного моря в конце 60-х – начале 70-х годов вытеснила с газовых рынков европейских стран использование горючих газов, производимых из угля и нефти, и стимулировала потребителей органического топлива переходить от использования жидкого и твердого топлива к газовому. Использование этих месторождений было возможно только при сооружении газопроводов, связывающих добывающие платформы с терминалами на побережье Англии, Норвегии, Германии и Дании.

Естественным продолжением газопроводов морской прокладки стали магистральные газопроводы, проложенные вглубь континента. Разработка крупных газовых месторождений в СССР и потребность страны в твердой валюте, в свою очередь, привела к тому, что начал расти импорт природного газа в Европу из СССР. Таким образом, на территории Европы стала сооружаться и расти структура крупных газопроводов. При этом некоторые страны, такие, как Словакия, Чехия и др. выполняли функцию транзита природного газа, так как мощности потоков газа, поступающих на границы этих стран, значительно превышали собственные потребности этих стран в природном газе.

В 1971 году общий объем межстрановых потоков природного газа в Европе составлял уже 23.9 млрд. м<sup>3</sup>, и управление этим потоком, пересекающим границы Европейских государств уже требовал создания институтов, обеспечивающих как стабильность всего этого бизнеса, так и обеспечения интересов поставщиков и потребителей газа. Кроме того, предложение природного рынка увеличивало спрос на него, а благодаря созданию транспортной инфраструктуры возникал рынок природного газа и в тех странах, где природный газ до этого не использовался.

Импорт газа в Европу в это время тоже уже был значительным, но он весь приходился на СССР и составлял 8.3 млрд. м<sup>3</sup>. Отношения с СССР в то время были результатом отдельных соглашений. В целом, характеризуя этот период, можно высказать гипотезу о том, что

до начала мировых энергетических кризисов в Европе уже был накоплен опыт в работе институтов, обслуживающих межстрановые потоки газа внутри Европы, а также опыт в ведении переговоров с СССР о поставках природного газа в Европу.

После мировых энергетических кризисов 1974-1975 и 1979 годов цены нефти и нефтепродуктов на мировых рынках выросли в реальном выражении в несколько раз. Перед развитыми (в том числе и европейскими) странами с их высоким душевым потреблением энергии и продуктов, производимых на базе углеводородов, встал вопрос: «Как современное постиндустриальное общество может снизить зависимость от нефти, чем можно заменить нефть и нефтепродукты, в каких секторах экономики, в каком объеме и какой ценой?».

Определенная ставка в Европе была сделана на ядерную энергию. Ядерная энергия, конечно, не могла заменить химическую и нефтехимическую промышленность, где углеводороды используются в качестве сырья, однако вытеснить мазут из сферы производства электроэнергии, она вполне могла бы. В Великобритании, Германии, Франции, Бельгии, Австрии, Швеции, Испании были построены АЭС. Во Франции ядерная энергия стала доминирующим энергоресурсом для производства электроэнергии (это положение сохраняется там до сих пор). Однако известные аварии сначала в США в 1979 году на АЭС Three Mile Island, а затем в 1986 году в СССР на Чернобыльской АЭС коренным образом повлияли во многих европейских странах на отношение к ядерной энергетике. Построенные АЭС, как правило (но не всегда), продолжали работать, но строить их в Европе фактически перестали. В ряде стран (например, в Австрии) отказались выдать разрешения на эксплуатацию даже полностью построенных АЭС.

Другая альтернатива нефтепродуктам в сфере производства электроэнергии – возобновляемые источники (гидроэнергия, солнечная, геотермальная, энергия ветра и океана, биомасса, топливные элементы и т.д.) – многим поначалу тоже казалась многообещающей. Однако дальнейшие более детальные исследования показали, что цена электроэнергии, производимой из возобновляемых ресурсов, как правило, слишком высока, и эффективный масштаб этих ресурсов ограничен. Поэтому возобновляемые энергоресурсы, если и имеют, то только региональное, или даже местное значение.

Из широкомасштабных энергоресурсов в качестве альтернативы нефти остались уголь и природный газ. Месторождения угля в Европе есть (в Германии, Франции, Польше), и запасы европейского угля весьма велики. Кроме того, морской транспорт угля (мощными сухогрузами) относительно дешев. На юге, западе и севере Европы имеются достаточно много морских портов с развитой инфраструктурой. Через них доставляют уголь из Китая, США, Австралии, Южной Африки. Так что уголь рассматривался как широкомасштабная топливная альтернатива.

Однако уже в 70-х годах прошлого века в Европе развернулось быстро вобравшее в себя большое количество активных участников движение по защите окружающей среды от вредных антропогенных воздействий. Одним из приоритетных объектов внимания этого движения стал энергетический сектор. Одна из причин успешности этого движения стал фактор здоровья и жизни людей. Ценность здоровья в глазах граждан развитых стран, особенно Европы и США, выросла настолько, что его защита, равно как и защита окружающей среды (атмосферного воздуха, водных ресурсов, почв), стала серьезным и экономическим, и, что, может быть, было еще более существенно, политическим фактором, влияющим на выбор между различными технологиями и ресурсами. Фактически в развитых европейских странах возник институт защиты окружающей среды, формирующий приоритеты как использованию видов первичной энергии, так и технологий переработки первичной энергии в другие виды энергии. При выборе между углем и природным газом этот институт отдавал предпочтение природному газу, тем более, что предложение природного газа на рынках газа постоянно увеличивалось.

Таким образом, после 70-х годов прошлого века природный газ становился все более привлекательным энергетическим ресурсом для развитых стран - особенно для Европы, на территории которой плотность населения очень высока, и где трудно найти свободное место для размещения производителей как энергии, так и товаров, использующих «грязные» первичные энергоресурсы.

Свой вклад в рост привлекательности природного газа, как энергоресурса, внесло и развитие технологии производства электроэнергии. Энергомашиностроительная промышленность в 70 – 80-х годах прошлого века освоила производство небольших единичных энергоблоков (мощностью 10-50 МВт, а не традиционных 300-800 МВт), в составе которых были газовые турбины. Оказалось, что если такие блоки с газовыми турбинами и утилизацией тепла дымовых газов работают на природном газе, у них появляется значительное конкурентное преимущество по сравнению с традиционными мощными паротурбинными энергоблоками (единичной мощностью 300-800 МВт). Правда, блоки с газовыми турбинами могли сжигать только газ, а паротурбинные – не только природный газ, но и уголь или мазут, но эффективность сжигания топлива у газотурбинных блоков была на несколько десятков процентов выше, поэтому при наличии природного газа эти блоки стали вытеснять традиционные энергоблоки с рынка производства электроэнергии. Если бы топливо было дешевым, этот рост эффективности мог оказаться недостаточным для роста спроса на природный газ. Но к концу 70-х годов цены и на нефть, и на уголь были уже подняты политикой ОПЕК очень высоко, и стало ясно, что развитым странам придется развиваться в условиях дорогой энергии. Поэтому спрос на природный газ значительно вырос, причем, как уже говорилось, не только в тех

странах, которые располагали собственными запасами газа, но там, где природный газ практически не использовался. Рост спроса на природный газ стимулировал и создание специфических для газовой отрасли институтов.

Стало очевидным, что, если собственные запасы природного газа в Европе достаточно велики, то стратегически Европа этими запасами не обеспечена. Однако окружающие Европу страны обладают такими большими запасами природного газа, что можно уверенно рассчитывать на длительную перспективу использования природного газа в этом регионе. Столь благоприятные для Европы прогнозы основаны, прежде всего, на оценках запасов природного газа в России, Алжире, Катаре, Туркмении, Иране, Нигерии. Одни страны из этого перечня в силу их географического расположения способны обеспечивать Европу сетевым газом (Россия, Туркменистан, Иран, Алжир), а такие, как Алжир и Нигерия, - и сжиженным природным газом, перевозимых в танкерах. Терминалы по приему природного газа в жидкой фазе уже действуют в Zeebrugge (Бельгия), Montoir de Bretagne и Fos-sur-Mer (Франция), Revithousa (Греция), Panigaglia (Италия), Sines (Португалия), C.Colon, Cartagena и Barcelona (Испания), Tekirdag (Турция).

Еще один фактор, который также увеличивал интерес к европейскому рынку природного газа, внешне носил характер чисто политического – это интеграция Европы. Этот процесс неизбежно должен был сопровождаться экономической интеграцией, и рынок газа с его пронизывающими всю Европу магистральными газопроводами, конечно, должен был стать важным компонентом европейской интеграции.

Процесс роста рынка иллюстрируется данными о росте производстве и потреблении природного газа.

#### **4.5.2. Потребление и производство природного газа на европейском рынке**

В таблице 10 приведены данные о потреблении природного газа.

Таблица 10. Потребление природного газа, млрд. м<sup>3</sup>

	1971	1973	1978	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Австрия	3.59	4.17	5.5	8.0	7.68	7.89	8.06	7.70	7.81
Бельгия	5.66	8.26	10.0	14.0	13.3	14.7	15.6	15.7	15.6
Чехия	1.07	1.28	2.5	9.29	9.43	9.42	9.52	9.24	9.89
Дания	-	-	-	4.19	4.38	4.74	4.96	4.90	5.08
Финляндия	-	-	1.0	3.65	3.59	4.10	4.10	4.20	4.56
Франция	12.18	17.14	24.4	37.2	36.8	37.2	39.2	40.2	42.0
Германия	24.75	41.3	64.4	89.6	85.3	88.7	89.2	90.5	94.3
Греция	-	-	-	0.04	0.19	0.86	1.50	2.05	2.02
Венгрия	3.99	5.05	8.5	12.8	12.2	12.3	12.4	12.0	13.4
Ирландия	-	-	-	3.23	3.35	3.33	3.53	4.01	4.20
Италия	13.3	17.1	27.0	56.2	58.0	62.4	67.8	70.7	71.2
Люксембург	0.02	0.29	0.6	0.70	0.71	0.71	0.74	0.76	0.87
Голландия	28.1	40.4	46.4	53.1	49.9	49.6	48.3	48.9	49.7
Норвегия	-	-	0.78	3.34	4.43	4.95	5.49	4.19	6.08
Польша	7.25	8.14	11.2	13.1	13.3	13.5	12.4	13.3	13.8
Португалия	-	-	-	0	0.10	0.81	2.25	2.28	2.54
Словакия	1.68	2.0	3.9	5.82	6.93	7.04	7.11	7.14	7.93
Испания	0.38	1.01	1.26	9.46	12.38	12.7	14.6	16.7	18.0
Швеция	-	-	-	0.88	0.89	0.86	0.90	0.86	0.95
Швейцария	0.05	0.18	0.83	2.9	2.80	2.89	2.99	2.97	3.09
Турция	-	-	-	8.21	9.80	10.4	12.5	14.8	15.9
Англия	19.57	30.0	44.3	88.6	88.45	92.3	98.0	102.0	101.3
<b>Всего OECD Европы</b>	<b>121.6</b>	<b>176.3</b>	<b>252.5</b>	<b>425.2</b>	<b>423.9</b>	<b>441.2</b>	<b>461.1</b>	<b>475.1</b>	<b>490.2</b>
Албания	0.13	0.19	0.36	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Болгария	0.31	0.21	2.92	5.86	4.68	3.92	3.38	3.68	3.33
Румыния	27.6	29.9	40.0	24.2	20.9	18.7	17.1	17.1	16.1
Босния-Герцеговина	-	-	-	0.47	0.49	0.18	0.18	0.29	0.29
Хорватия	-	-	-	2.66	2.75	2.65	2.68	2.71	2.77
Македония	-	-	-	0	0	0.02	0.04	0.07	0.07
Словения	-	-	-	0.88	0.93	0.96	1.00	1.01	1.04
Югославия	-	-	-	2.77	2.75	2.75	2.59	1.97	2.22
<b>Европа, всего</b>	<b>150.7</b>	<b>208.1</b>	<b>298.0</b>	<b>462.0</b>	<b>456.4</b>	<b>470.2</b>	<b>487.3</b>	<b>501.9</b>	<b>516.1</b>
Армения	-	-	-	1.10	1.45	1.51	1.23	1.38	1.38
Азербайджан	-	-	-	6.33	5.96	5.72	6.30	6.16	8.94
Белоруссия	-	-	-	14.59	16.6	16.3	16.8	17.2	17.2
Эстония	-	-	-	0.80	0.78	0.74	0.72	0.82	0.82
Грузия	-	-	-	0.78	0.95	0.85	0.85	1.04	1.04
Казахстан	-	-	-	9.68	8.69	8.69	8.82	11.0	11.1
Киргизстан	-	-	-	1.05	0.87	1.02	0.60	0.68	0.68
Латвия	-	-	-	1.09	1.33	1.3	1.25	1.36	1.40
Литва	-	-	-	2.70	2.50	2.19	2.28	2.58	2.58
Республика Молдова	-	-	-	3.44	3.67	3.32	2.86	2.48	2.48
Россия	-	-	-	395.8	380.9	385.0	392.4	394.9	394.2
Таджикистан	-	-	-	1.15	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77
Туркменистан	-	-	-	11.2	11.4	10.8	13.2	13.5	13.5
Украина	-	-	-	88.8	79.1	70.9	76.9	76.9	74.3
Узбекистан	-	-	-	41.7	41.8	50.3	51.0	50.8	51.3
<b>Б. СССР</b>	<b>233.9</b>	<b>255.7</b>	<b>341.5</b>	<b>580.2</b>	<b>556.8</b>	<b>559.3</b>	<b>576.2</b>	<b>581.4</b>	<b>581.5</b>

Источник: IEA Statistics. Natural Gas Information. 2001-2002. Pp. II.8-II.9.

Данные таблицы 10 подтверждают гипотезу о том, что в таких странах, как Франция, Германия, Италия, Голландия, Англия еще до 1971 года необходимы были институты, регулирующие газовую отрасль соответствующих стран. Однако к середине 90-х годов эта потребность сформировалась уже во всех европейских странах.

Рост привлекательности природного газа, о чем говорилось в предыдущем разделе, привел к росту спроса на природный газ. Суммарные для Европы характеристики роста приведены в таблице 11.

Таблица 11. Динамика потребления природного газа в Европе, млрд. м<sup>3</sup>

	1971	1973	1978	1996	1997	1998	1999	2000	2001
ОЕСД Европы	121552	176309	252525	425178	423893	441159	461092	475077	490230
Индекс потребления,%	100.0	145.0	207.8	349.8	348.7	362.9	379.3	390.8	403.3
Не члены ОЕСД Европы	29178	31822	45503	36841	32498	29059	26223	26858	25863
Индекс потребления,%	100.0	109.1	100.0	69.9	86.4	97.9	109.5	121.4	118.5

Источник: Расчет по данным МЭА

За 30 лет потребление в странах – членах ОЕСД Европы, т.е. наиболее развитых странах региона потребление природного газа выросло в 4 раза, в то время как в странах – не членах ОЕСД – только на 19 %. Таким образом, не для всех стран Европы такой мощный экономический сигнал, как мировые энергетические кризисы, а также политический сигнал – успех движения в защиту окружающей среды способствовали росту потребления природного газа.

Рост спроса на природный газ привел к развитию двух взаимосвязанных процессов: росту добычи газа из европейских месторождений и росту импорта газа в Европу. Таблицы 12 и 13 дают представление о силе этих процессов.

Таблица 12. Производство природного газа в странах Европы, млрд. м<sup>3</sup>

	1971	1973	1978	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Австрия	2.07	2.47	2.66	1.49	1.43	1.57	1.74	1.81	1.73
Бельгия	0.04	0.05	0.03	0.00				0.00	
Чехия	0.51	0.47	0.50	0.24	0.22	0.23	0.23	0.22	0.16
Дания				6.42	7.86	7.57	7.76	8.15	8.38
Франция	7.74	8.05	8.45	2.91	2.59	2.26	2.07	1.86	1.90
Германия	17.1	23.1	25.6	22.8	22.4	21.9	23.3	22.1	22.2
Греция				0.04	0.04	0.03	0.00	0.04	0.04
Венгрия	3.79	4.88	7.24	4.67	4.37	3.88	3.40	3.19	3.23
Ирландия				2.68	2.36	1.74	1.37	1.19	0.82
Италия	13.5	15.4	13.8	20.0	19.3	19.0	17.5	16.6	15.5
Голландия	46.3	75.1	93.7	95.4	84.6	80.4	75.6	72.5	77.8
Норвегия			14.8	41.3	46.7	47.6	51.0	52.8	56.6
Польша	5.78	6.46	8.46	5.02	5.10	5.12	4.97	5.21	5.47
Португалия									
Словакия	0.64	0.50	0.61	0.31	0.29	0.26	0.21	0.17	0.29
Испания	0.00	0.00	0.00	0.47	0.18	0.11	0.14	0.16	0.52
Турция				0.21	0.25	0.57	0.73	0.64	0.31
Англия	18.70	29.2	39.0	90.0	91.6	95.5	105.1	115.3	112.8
<b>ОЕСД Европа</b>	<b>116.1</b>	<b>165.7</b>	<b>214.8</b>	<b>294.0</b>	<b>289.3</b>	<b>287.8</b>	<b>295.0</b>	<b>301.9</b>	<b>307.7</b>
Албания	0.13	0.19	0.36	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Болгария	0.31	0.21	0.03	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02
Румыния	27.8	30.1	39.2	17.3	15.0	14.0	14.0	13.8	13.1
Хорватия				1.79	1.72	1.57	1.55	1.66	1.76
Словения				0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Югославия				0.67	0.69	0.79	0.73	0.84	0.70
<b>Не-члены ОЕСД</b>									
<b>Еуроге</b>	29.4	32.0	41.7	19.8	17.4	16.4	16.4	16.3	15.6
<b>Вся Европа</b>	<b>145.4</b>	<b>197.7</b>	<b>256.5</b>	<b>313.8</b>	<b>306.7</b>	<b>304.2</b>	<b>311.4</b>	<b>318.2</b>	<b>323.3</b>
Азербайджан				6.31	5.96	5.78	6.21	5.84	5.54
Белоруссия				0.25	0.25	0.25	0.26	0.26	0.26
Грузия								0.06	0.06
Казахстан				6.52	8.11	7.95	10.3	12.0	12.1
Киргизстан				0.03	0.04	0.02	0.03	0.03	0.03
Россия				601.0	570.5	590.7	590.8	582.7	574.0
Таджикистан				0.05	0.04	0.03	0.04	0.04	0.04
Туркменистан	0.00	0.00	0.00	35.2	17.3	13.3	22.9	47.2	51.5
Украина				18.4	18.1	18.0	18.1	18.1	18.3
Узбекистан				47.1	48.8	54.8	55.6	56.4	57.0
<b>Быв. СССР</b>	<b>216.9</b>	<b>241.2</b>	<b>379.9</b>	<b>714.9</b>	<b>669.2</b>	<b>690.7</b>	<b>704.2</b>	<b>722.6</b>	<b>718.8</b>

Источник: IEA Statistics. Natural Gas Information. 2001. Pp. II.4-II.5.

Лидерами добычи природного газа среди европейских стран – членов ОЕСД стали Англия, Голландия и Норвегия. Значительная часть этого газа поставляется в другие страны Европы.

Таблица 13. Динамика добычи природного газа в Европе, млрд. м<sup>3</sup>

	1971	1973	1978	1996	1997	1998	1999	2000	2001
ОЕСД Европа	116.0	165.7	214.8	294.0	289.3	287.7	295.0	301.9	307.7
Индекс добычи, %	100.0	142.8	185.1	253.3	249.3	248.0	254.2	260.2	265.1
Не члены ОЕСД	29.4	32.0	41.7	19.8	17.4	16.4	16.4	16.3	15.6
Индекс добычи, %	100.0	109.0	141.8	67.3	59.3	55.9	55.7	55.4	53.2

Источник: Расчет по данным МЭА.

На протяжении всех 30 лет темп добычи природного газа отставал от темпов потребления, что неизбежно, с одной стороны, приводило к росту импорта газа в Европу (в 2000 году объем добычи газа в Европейских странах – членах ОЕСД составлял около 63 % всего объема потребления природного газа в этих же странах) и потребность в институтах, защищающих европейских потребителей газа от власти поставщиков газа в Европу, а с другой, - стимулировало создание институтов, нацеленных на повышение эффективности использования природного газа в Европе.

Кроме того, возникла потребность в создании институтов, снижающих рыночную власть особенно крупных поставщиков природного газа в Европу. Одним из таких поставщиков является, конечно, Россия, роль которой в импорте газа в Европу иллюстрируется данными таблицы 14.

Таблица 14. Роль российского природного газа в потреблении и импорте газа в Европу, %

	1997	1998	1999	2000	2001
Доля российского природного газа в суммарном потреблении газа в Европе	24.6	25.2	25.1	25.4	24.5
<i>в т. ч. в странах ОЕСД</i>	23.2	24.1	24.5	24.8	23.8
Доля российского природного газа в импортируемом в Европу газе по трубопроводам	48.8	50.2	47.5	46.7	43.4
<i>в т. ч. в странах ОЕСД</i>	45.7	47.6	45.7	44.8	41.6
Доля российского природного газа в суммарном импорте природного газа в Европу	43.8	45.4	42.9	41.4	40.2
<i>в т. ч. в странах ОЕСД</i>	40.7	42.8	41.2	39.6	38.4

Источник: Расчет по данным статистики МЭА.

Согласно данным таблицы 14 доля российского природного газа в суммарном потреблении его в странах ОЭСД с 1997 года практически не менялась и составляла 23 – 25 %, хотя абсолютные величины экспорта газа из России росли. Устойчивость этого показателя говорит о том, что уже в середине 90-х годов существовал институт, поддерживающий стабильную величину этого показателя. Еще более весома роль российского природного газа в суммарном импорте его в Европу. Этот показатель обнаруживает некоторую тенденцию снижения, начиная с 1997 года, – от 41 % в 1997 году до 38 % - в 2001 году. По-видимому, это результат стремления снизить зависимость европейских стран от крупнейшего экспортера газа в Европу.

#### **4.5.3. Институты рынка в период роста его масштаба и развития инфраструктуры**

Хотя к концу 90-х годов размер европейского рынка по сравнению с начальным периодом его функционирования вырос многократно, и для его функционирования была создана развитая и покрывающая территории всех стран Европы транспортная инфраструктура (сетевая и танкерная), сам рынок все же оставался диспергированными и в каждой стране существовали свои рыночные правила и своя система управления рынком.

Количество компаний, оперирующих на национальных рынках, было очень небольшим. Основной формой сделок были долгосрочные контракты "Take-or-pay", по которым оказывались распределенными все газовые потоки. Оптовые цены на природный газ были привязаны к ценам на нефть и устанавливались на уровне 80-90% цены на нефть, что при изолированности национальных рынков приводило к значительной дифференциации цен на газ из-за различных издержек на транспорт.

Такая структура газового рынка создавала значительные препятствия для развития конкуренции на этом рынке. Главными задачами такой структуры газового рынка (где основную роль играли индивидуальные отношения между ограниченным числом крупных газовых компаний и потребителей) было гарантированное предложение газа (в рамках контрактов) и развитие инфраструктуры газовой системы в национальных границах. Долгосрочные контракты, снижающие риск газовых компаний, давал возможность развивать транспортную инфраструктуру.

Рост цен на природный газ повысил инвестиционную привлекательность новых газопроводов и, соответственно, увеличил их число. Карта европейских газопроводов иллюстрирует современное состояние газовой магистральной сети в Европе.

Европейская сеть магистральных газопроводов оказалась весьма плотной, покрывающей территорию всех европейских стран. Кроме того, видно, что расширение этой сети за счет строительства новых газопроводов продолжается. С точки зрения институционального

анализа эти факты представляют большой интерес. Они показывают, что строительство газовой магистральной сети после мировых энергетических кризисов оказалось выгодным бизнесом. Причем не только тогда, когда рынок газа стал переходить в режим дерегулирования (это произошло только четыре года тому назад), но гораздо раньше, когда рынок газа еще находился под национальным регулированием. Следовательно, органы регулирования рынка газа учитывали, что цены на нефть, уголь после мировых энергетических кризисов существенно выросли, а, следовательно, должны вырасти и регулируемые цены природного газа, а также и цены транспортировки.

Следовательно, в европейских странах действовал важнейший институт ценообразования: регулируемые цены должны быть адекватны реальным издержкам и исключать перекрестное субсидирование. Это позволяет сформулировать утверждение: национальные системы регулирования рынка газа, действующие в странах – членах OECD Европы в целом были весьма эффективны, они сумели обеспечить установление таких цен на газ, которые и отражали реальные издержки, и нормальную прибыль на капитал на рынке природного газа, и дать правильный экономический сигнал потребителям о необходимости повышения эффективности использования природного газа и его обоснованной экономии.

Конечно, следует иметь в виду, что указанный институт ценообразования, в свою очередь, генетически связан с другими традиционными институтами европейской культуры: уважение к правам собственника, признание за инвесторами их права на справедливое вознаграждение и обеспечение этого права, в том числе в судебной системе, признание в обществе исключительной ценности кредитной истории человека, и институтами, обеспечивающими публичность регулирования и ведения бизнеса. Все эти институты образуют западную культуру, которая, как показано, является важной для эффективности газового рынка и его адекватного регулирования.

Состояние рынка в странах в конце 90-х годов было следующим.

В Австрии действовали две вертикально интегрированных компании, осуществляющих добычу газа. Одна (OMV) при этом владела магистральными сетями, а другая (RAG) была собственником подземных хранилищ газа. В области распределения действовали 8 региональных компаний и несколько городских. При таком распределении собственности отсутствовала конкуренция «газ-газ», и газ мог конкурировать только с другими энергоресурсами.

В Бельгии – одна компания, занимающая монопольное положение на Национальном рынке – Distrigas. В собственности этой компании находятся и магистральные газопроводы и хранилища газа. Кроме того, эта компания имеет большую рыночную силу на рынке распределения природного газа, где действует около 23 компаний.

В Чехии действует одна государственная вертикально интегрированная компания, Transgas, которая ведет бизнес по производству, транспорту и хранению природного газа на территории страны, и 8 региональных распределительных компаний с исключительными правами по ведению бизнеса по распределению газа потребителям на своих выделенных территориях.

В Дании добычу газа осуществляли две компании – DUC (частная с иностранным капиталом) и DONG (государственная). DONG имела исключительные права на транспорт и хранение природного газа, а также владела двумя из трех распределительных компаний.

Во Франции большую рыночную власть на рынке услуг по газоснабжению имеет государственная компания (100 % акций) GDF, которая имеет исключительные права на импорт и экспорт газа, владеет и эксплуатирует все магистральные сети страны за исключением двух районов в центре и на юго-западе, где две компании – Compagnie Française du Méthane (CFM) и Gaz du Sud Ouest (GSO) имеют собственные транспортировочные сети. Кроме того, GDF имела большие пакеты акций в компаниях CFM и GSO. GDF владела и эксплуатировала 12 из 15 хранилищ природного газа, 95 % всех услуг по распределению природного газа и обслуживала 89 % всей потребности в газе на территории страны. Вся добыча природного газа осуществлялась компанией TotalFinaElf, т.е. на весь объем внутренней добычи газа действовал каскад монополий, что неэффективно с точки зрения экономической теории.

В Германии добыча газа производилась 11 частными компаниями, однако две из них – ВЕВ и Exxon Mobil производили около 94 % газа. Транспортные сети принадлежали и эксплуатировались 19 частным компаниям. Распределение газа осуществляли около 700 частных местных компаний, некоторые из которых интегрированы с компаниями-транспортировщиками.

В Греции весь транспорт природного газа и его хранение - в руках государственной компании DEPA. Распределением газа занимаются три компании, значительная часть собственности которых принадлежит итальянской, голландской и американской компаниям.

В Венгрии весь бизнес по добыче, транспорту, хранению и распределению природного газа осуществляет одна компания MOL, в которой 75 % частного капитала и 25 % государственного.

В Ирландии собственной добычи природного газа нет, а весь бизнес по транспорту и распределению природного газа осуществляет государственная компания Bord Gáis Éireann.

В Италии в газовом бизнесе монопольную силу имела компания ENI. Для снижения рыночной власти компания создала дочерние компании: ENI/SNAM, которая владела практически всем сетями для транспорта газа, покупала у другой дочерней компании услуги по хранению газа, и являлась собственником (41 % акций) крупной распределительной компа-

нии – Italgas (27 % розничного рынка газа); ENI/Agip, которая принадлежала большая часть хранилищ газа и 89 % добычи. Кроме того, в стране действовали еще 8 компаний-производителей газа.

В Голландии добыча природного газа либерализована и находится в руках как государственных, так и частных компаний. Эти же компании – производители владеют и эксплуатируют оффшорные газопроводы. Сухопутные газопроводы и хранилища газа принадлежат и управляются компанией Gasunie, которая по закону, однако, не имеет монопольных прав на эти виды бизнеса. Распределение производят около 12 местных компаний.

В Норвегии производится несколькими государственными компаниями, в собственности которых находятся и оффшорные газопроводы. Весь газ, добытый в стране, направлялся на экспорт, его управление и управление оффшорными газопроводами производится компанией Gasco.

В Польше весь газовый бизнес принадлежит и ведется государственной компанией PGNIG.

В Португалии компания Transgás имела концессию на транспорт, хранение и распределение газа при высоком давлении до 1928 года. Компания находилась в собственности государства, компании ENI и некоторых других португальских компаний. Распределение низконапорного газа осуществляли 6 региональных компаний.

В Словакии весь бизнес по передаче, хранению и распределению природного газа осуществляет 100 % -ая государственная компания – SPP.

В Испании добыча природного газа снижается, в этом секторе доминировала нефтяная компания REPSOL. Эта же компания владеет и управляет хранилищами природного газа в газовой фазе. Компания GAS NATURAL владеет и управляет терминалами и хранилищами газа в жидкой фазе, является транспортировщиком газа на части территории страны и доминирует в распределении газа. Еще одна компания Gas Euskadi имеет в своей собственности остальные газопроводы, которые не принадлежат компании GAS NATURAL.

В Англии добыча производится в оффшорной зоне более чем в 120 пунктах. Добычу осуществляют различные компании в условиях конкуренции. Оффшорные газопроводы принадлежат и управляются производителями. Сухопутные газопроводы принадлежат и управляются компании BG plc. Ей принадлежат некоторые хранилища газа. Распределение газа производят небольшие местные компании.

Таким образом, в период 70-х – 90-х годов, когда рынок природного газа быстро рос практически во всех европейских странах, институциональное обслуживание в разных странах различалось. В первом приближении страны можно разделить на три группы: (1) страны-

экспортеры с внутренним рынком газа, (2) страны-экспортеры без внутреннего рынка газа, (3) страны-импортеры и (4) страны, осуществляющие транзит газа.

Первую группу стран образуют Голландия, Англия и Дания. В них добыча в той или иной мере имела рыночный конкурентный характер, в которой участвовали и частные, и государственные компании. Оффшорная транспортировка была интегрирована с производителями. Что касается транспортировки по суше, то она осуществлялась практически единственными компаниями, которые, как правило, владели и хранилищами газа. Транспорт газа отделен от добычи, кроме Дании, но там объем рынка невелик. Распределение отделено от транспорта (опять же кроме, частично, Дании).

Вторая группа состоит из Норвегии. Для этой страны природный газ был чисто экспортным продуктом, поэтому понятно, почему государство стремилось удержать полный контроль за ним за собой. Отсюда вертикально интегрированная компания - естественная реализация такой политики.

Третья группа стран имеет развитый внутренний рынок, для которого очень важен транспорт газа. Поэтому и здесь мы видим господство монополии на рынке транспортных услуг, как признание того, что с точки зрения надежности лучше контролировать одну компанию, чем несколько. Пожалуй, единственное исключение – Германия, где уже к середине 90-х годов заметна либерализация всех видов услуг на рынке газа. По-видимому, это следствие того, что существующие в этой стране институты настолько развиты, что могут справиться с дефектами рынка. Что касается рынка распределительных услуг, то в этой группе стран оно в той или иной мере отделено от рынка транспортной работы.

Наконец, в четвертой группе стран преобладает вертикальная интеграция и государственная собственность. Это обусловлено значимостью доходов от транзита больших потоков природного газа через данную страну для этой страны.

Сказанное позволяет сделать вывод о том, что институты на рынке газа существенно зависят от качества общей институциональной среды в данной стране, значимости транспорта газа для страны и стремлением государства в той или иной мере контролировать важнейшие функции рынка природного газа.

#### **4.5.4. Выводы по разделу**

1. Не вызывает сомнения, что российский природный газ имеет конкурентные преимущества на европейском рынке газа и сейчас, и в перспективе. Можно продолжать наращивать объемы экспорта газа в Европу из России.

2. Организаторы европейского рынка газ, стремятся снизить рыночную силу экспортеров на европейском рынке. По-видимому, наибольшее беспокойство вызывает рыночная

сила тех, кто продает российский газ, поскольку его доля на рынке потенциально очень велика. Достижение этой цели осуществляется институциональными методами.

3. Разрабатываются и вводятся институты, воздействующие не только на технологии в энергетическом секторе, повышающие эффективность использования природного газа, а также других энергоносителей, но и повышение эффективности самого рынка газа.

4. Создание развитой транспортной инфраструктуры создало техническую основу для интеграции рынка газа, что позволило бы гармонизировать рыночные правила на всей территории Европы и преодолеть различия в барьерах входа на рынок разных стран. Таким образом на повестку дня встала проблема совершенствования рынка природного с помощью лучшей его организации.

#### **4.6. Организация интегрированного рынка газа в Европе**

Дальнейшее развитие могло пойти в нескольких направлениях.

Одно направление – невмешательство в национальные рынки газа, их совершенствование в рамках тех институтов, которые существуют в каждой из стран Европы, и установление правил межстрановой торговли на двухсторонней или многосторонней основе. Достоинство этого направления состоит в том, что страны Европы были. Возникла потребность в создании и установлении единых правил функционирования этого рынка на всей территории Европы.

Объединение стран Западной Европы в единый Европейский союз дало возможность создать единый рынок газа на территории всего Европейского союза. Основные причины, стимулировавшие образование единого Европейского рынка газа были следующие:

Необходимость развития конкуренции на рынке газа, которая бы могла привести к снижению цен на газ. (Цены на газ в Европе были значительно выше цен на газ в США и Канаде, где рынки газа были конкурентными).

Необходимость уменьшить различия в уровне конкуренции на территории всего Евросоюза, путем установления единых правил ценообразования для однотипных потребителей.

Возможность добиться эффекта экономии от масштаба при создании резервных запасов газа.

Улучшение качества обслуживания при снижении цен за счет увеличения конкуренции между поставщиками.

Снижение цен на электроэнергию при снижении цен на газ.

22 Июля 1998 года была подписана директива 98/30/EC: “Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal

market in natural gas” [1]. В этой директиве были сформулированы основные правила и положения, определяющие структуру и правила функционирования общеевропейского рынка газа. Данная директива определила следующие фазы реорганизации европейского рынка газа:

Фаза 1. С 10 августа 2000 года все производители электроэнергии, работающие на газе (независимо от их уровня потребления газа), а также все остальные потребители, потребляющие более 25 млн. м<sup>3</sup> газа в год должны быть наделены правом выбирать своего поставщика газа самостоятельно (сертифицированные потребители). Уровень открытости рынка должен быть не менее 20% (то есть 20% всего национального потребления газа должно потребляться сертифицированными потребителями).

Таким образом, только через два года после объявления нового правила оно должно было вступить в действие. Это объясняется, вероятно, тем, что в европейских правилах действует институт выполнения обязательств по отношению к ранее заключенным долгосрочным договорам на поставку газа и необходимости дать время производителям газа на адаптацию к новым требованиям.

Одновременно вводится правило постепенности адаптации, поскольку требуется адаптироваться к поведению все большего числа экономических агентов, что ясно определено следующими двумя фазами развития.

Фаза 2. С 10 августа 2003 года все потребители, потребляющие более 15 млн. м<sup>3</sup> газа становятся сертифицированными потребителями. Уровень открытости рынка должен быть не менее 28% (то есть 28% всего национального потребления газа должно потребляться сертифицированными потребителями).

Фаза 3. С 10 августа 2008 года все потребители, потребляющие более 5 млн. м<sup>3</sup> газа в год становятся сертифицированными потребителями. Уровень открытости рынка должен быть не менее 33%.

Основные усилия регулирующих органов Евросоюза направлены на развитие конкуренции на общеевропейском рынке газа. При этом развитие конкуренции происходит довольно неравномерно и сталкивается с многочисленными препятствиями. Основные препятствия для развития конкуренции, отмеченные экспертами Евросоюза, состоят в следующем:

1. Действуют тарифы подключения к сети, основанные на резервировании пропускной способности газопровода от поставщика к потребителю, что мешает подключению третьей стороны. Такие тарифы требуют заключения договоров на срок не меньше года, что препятствует эффективному выбору партнеров.

2. Высокие сетевые тарифы мешают подключению третьей стороны.

3. Добыча и импорт концентрируется в руках одной или двух компаний

4. Высока степень вертикальной интеграции компаний на рынке, что создает дискриминацию на рынке.

Несмотря на трудности, доля сертифицированных потребителей растет на рынке достаточно быстро. В таблице 15 показана динамика уровня открытости национальных рынков газа.

Таблица 15. Уровень открытости национальных рынков газа с 2000 по 2003 годы

	Дата полного открытия рынка, заявленная на 2000 год	Декларированная доля открытого рынка 2000	Доля открытого рынка, % июль 2002	Доля открытого рынка, % июль 2003
Austria	2001	49	100	100
Belgium	2005	59	59	83
Denmark	-	30	35	100
France	-	20	20	37
Germany	2000	100	100	100
Ireland	2005	75	82	85
Italy	2003	96	100	100
Lux	2007	51	72	72
Neth	2004	45	60	60
Spain	2003	72	100	100
Sweden	2006	47	47	51
UK	1998	100	100	100
Estonia			80	80
Latvia			0	0
Lithuania			80	80
Poland			34	34
Czech R			0	0
Slovakia			33	33
Hungary			0	0
Slovenia			50	50
Candidate Countries				
Romania			25	25
Bulgaria			73	80
Turkey			80	80

Источник [2,3,4]

Необходимо отметить, что процесс “открытия” рынков газа в большинстве стран опережал заявленные сроки.

Специалисты Евросоюза выделяют ряд основных черт газовых рынков, которые наиболее сильно влияют на развитие конкуренции на рынках газа. Информация по таким характеристикам национальных рынков приведена в таблице 16 [4].

Таблица 16. Анализ основных характеристик национальных рынков газа с точки зрения развития конкуренции на июль 2003 года.

	Уровень открытости рынка	Вид разделения интегрированных транспортных компаний	Вид разделения интегрированных дистрибьюторских компаний	Способ регулирования	Система транспортных тарифов
Austria	100	Legal	Legal	ex-ante	post\distance
Belgium	83	Legal	Legal	ex-ante	Entry-exit
Denmark	100	Ownership	Legal	ex-post	Postalised
France	37	Accounts	Accounts	ex-ante	Entry-exit
Germany	100	Management	Accounts	Planned	Distance
Ireland	85	Management	Management	ex-ante	Entry-exit
Italy	100	Legal	Legal	ex-ante	Entry-exit
Lux	72	Management	Management	ex-ante	Postalised
Neth	60	Management	Legal	ex-ante	Entry-exit
Spain	100	Legal	Legal	ex-ante	Postalised
Sweden	51	Accounts	Accounts	ex-post	Postalised
UK	100	Ownership	Ownership	ex-ante	Entry-exit
Estonia	80	None	None	ex-ante	not decided
Latvia	0	Legal	Legal	ex-ante	not decided
Lithuania	80	Accounts	Accounts	ex-ante	Postalised
Poland	34	Accounts	Accounts	ex-ante	Postalised
Czech R	0	Accounts	Accounts	ex-ante	not decided
Slovakia	33	Legal	Legal	ex-ante	Postalised
Hungary	0	Legal	Accounts	ex-ante	not decided
Slovenia	50	Accounts	Accounts	ex-ante	Postalised
Candidate Countries					
Romania	25	Legal	Accounts	ex-ante	Postalised
Bulgaria	80	Accounts	None	ex-ante	Postalised
Turkey	80	Accounts	Accounts	ex-ante	not decided

Источник [4]

Второй столбец данной таблицы отражает долю открытого рынка, то есть долю газа, потребляемую сертифицированными потребителями.

Третий и четвертый столбцы показывают способ разделения интегрированных транспортных и дистрибьюторских компаний. Разделение интегрированных компаний рас-

считается как одно из важнейших условий необходимых для эффективного развития конкуренции. В соответствии с [1] интегрированные компании на газовом рынке должны быть разделены, при этом существует несколько способов разделения интегрированных компаний: accounts – разделение всей отчетности (в том числе создание отдельного баланса и отчета «о прибылях и убытках») для каждого вида деятельности интегрированной компании в рамках одного юридического лица; legal – полное разделение интегрированных компаний на отдельные юридические лица; ownership – ситуация, когда какой-либо компанией владеет другая компания; management – разделение управляющего персонала интегрированных компаний по различным направлениям деятельности.

Пятый столбец указывает на то, как регулируется национальный рынок газа. Ex-ante соответствует случаю, когда национальный регулирующий орган контролирует весь процесс принятия тех или иных решений (например установление тарифов или условий доступа к газовой сети). Ex-post соответствует ситуации в которой регулирующий орган только одобряет или отвергает окончательные предложения компаний по установлению тех или иных тарифов или условий доступа к газопроводу.

Шестой столбец указывает на тип транспортировочных тарифов. В случае системы тарифов “point-to-point” транспортировочная компания заключает договор с поставщиком, в соответствии с которым сразу резервируются пропускная способность газопровода на входе и выходе одновременно, в этом случае заключаются долгосрочные контракты (обычно на срок не менее 1 года). Такая система тарифов не отражает реальных затрат транспортировочной компании на транспортировку, так как существуют несколько точек входа потоков газа в газопроводную систему, поэтому не всегда газ, получаемый поставщиком в конечной точке является тем же, что и на входе в систему. В случае системы тарифов «exit-entry» поставщик не может заключить контракт на входную и выходную пропускную способность одновременно, заключив контракт на «вход» газа, поставщик на конкурентном рынке договаривается о цене «выхода» газа. Во многих странах используется также система тарифов «postalised» (“почтовой марки”), т.е. тарифов, практически не зависящих от расстояния.

Таким образом, что нет единого стандарта газовых рынков различных стран ЕС. Тем не менее, модель газового рынка созданная в Великобритании считается наиболее оптимальной с точки зрения развития конкуренции, поэтому многие страны при развитии своих национальных рынков газа ориентируются на опыт Великобритании. Рассмотрим газовый рынок Великобритании более подробно.

#### 4.7. Газовый рынок Великобритании

В отличие от других европейских стран Великобритания начала развитие конкуренции на внутреннем рынке газа уже в конце 80-х годов двадцатого века, когда в 1986 национальная компания «British gas» была приватизирована и стала называться «British Gas plc» [5b]. Будучи монополистом «British gas plc» (BG Plc) могла бесконтрольно дискриминировать потребителей газа, значительно завышая цену газа для крупных потребителей, в то же время мелкие потребители были во власти дистрибьютерских компаний (Utilities), которые признавались государством естественными монополиями и соответственно имели право (закрепленное законодательно) на эксклюзивное обслуживание потребителей на принадлежащих им территориях. Все добывающие компании на континентальном шельфе Великобритании работали с BG Plc на условиях долгосрочных «take or pay» TOP контрактов, что значительно препятствовало свободному доступу к газу независимых компаний.

В начале 90-х под давлением потребителей, недовольных завышенными, по их мнению, ценами на газ, была начата политика регулирования, направленная против основного игрока на газовом рынке Великобритании, т.е. против BG plc. Сначала было введено правило «90/10», в соответствии с которым BG plc не могла заключать контракты более чем на 90% вновь открываемых запасов газа на континентальном шельфе Великобритании, соответственно 10% газа оставались свободными. Затем BG plc была принуждена соблюдать цены, которые принимались заранее с учетом требований регулирующего органа, с тем, чтобы новые игроки на газовом рынке Великобритании могли продавать газ по ценам ниже, чем цены BG plc, что привело к уменьшению рыночной доли BG на рынке газа.

Газовый акт 1995 года открыл дорогу к установлению на рынке газа Великобритании конкуренции. BG plc была расформирована в том же 1995 году, дав начало двум компаниям BG plc и Centrica (торговая марка British Gas Trading). BG plc занималась транспортировкой, распространением и хранением газа, а Centrica отвечала за поставки газа и за предложение газа на рынке Великобритании. Полная конкуренция на рынке газа была достигнута в мае 1998 года, когда все потребители газа смогли на законных основаниях свободно выбрать себе поставщика газа.

Новые условия торговли газом (New Gas Trading Arrangements) были введены в Великобритании с 1 октября 1999 года. Эти условия были направлены на устранение фундаментальной неэффективности при использовании пропускной способности системы и балансировке газовых потоков. В условиях, существовавшего до этого режима балансировки, BG Transco покупала и продавала газ на основе таких механизмов тарификации, которые были достаточно гибкими, но не отражали реальных издержек компании. Поэтому компании не могли адекватно бороться с издержками, которые вызывались отсутствием балансировки по-

токов. Такой режим балансировки приводил к дополнительным издержкам, что, в свою очередь, сказывалось на спотовом, форвардном и фьючерсном рынках газа. К тому же, при таком режиме балансировки BG Transco не имела стимулов к эффективному использованию пропускной способности газовой системы. Как результат, такая система приводила к значительному росту спотовых и форвардных цен (пример, скачек цен летом 1998 года).

Новая система (NGTA) привела к следующему:

Появился новый «screen-based» (в режиме реального времени) газовый рынок; новая структура рынка газа позволяла поставщикам газа в течение одного дня выбирать необходимые объемы поставляемого газа, а BG Transco могла в течение одного дня, покупая и продавая газ, балансировать национальную газовую систему.

Были организованы аукционы на которых стали устанавливаться цены на вход газа в систему, что позволило эффективно использовать пропускную способность газовой системы.

BG Transco и другие поставщики газа на рынок Великобритании получили дополнительные стимулы к эффективному использованию пропускной способности газовой системы.

Начиная с 1 апреля 2000 года, BG Transco увеличила пропускную способность национальной газовой системы, ежемесячно продаваемую на аукционах, а, начиная с июня 2000 года, BG Transco ввела новый рынок пропускной способности, позволявший покупать или продавать необходимые объемы пропускной способности в течение одного дня (within-day capacity market).

Сейчас доступ к газопроводной системе базируется на публикуемых тарифах, при этом система 100% доступна, а владелец газопроводной системы (т.е. Transco) полностью отделен от любой торговой деятельности.

В марте 2000 года BG Group объявила о своем намерении провести разделение двух главных своих направлений деятельности в отдельные фирмы: Transco и BG International для того, чтобы дать им возможность реализовать их потенциал роста, основанный на различиях в их основной деятельности и на различиях в их рынках. В ходе разделения компаний была образована Lattice Group, в которую и вошла Transco. Transco владела, управляла и развивала основную часть транспортной системы и все хранилища сжиженного газа в Великобритании, поэтому задачами Lattice Group стали управление и развитие инфраструктуры газовой сети. Transco принадлежала газовая сеть длиной около 275000 км, включавшая национальные газопроводы высокого давления и распределительные газопроводы низкого давления. Transco транспортировала газ 75 поставщиков. При этом Lattice Group не занималась вопросами поставок газа. Для поставщиков газа, регулирующего органа и потребителей, Transco публиковала на своем интернет-сайте информацию об условиях доступа к газовой сети, тарифах, своих стратегических бизнес-планах и т.д. Transco чрезвычайно жестко регулируется специ-

альным, независимым регулирующим органом Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), который ранее назывался Ofgas. Этот орган был создан для контроля над деятельностью газовых и энергетических компаний, а так же для развития конкуренции на этих рынках. В задачи этого органа входит осуществление контроля и лицензирование деятельности газовых и энергетических компаний, в целях защиты интересов потребителей газа и электричества. Регулирование было настолько жестким, что Transco не имела монопольной власти на рынке газа.

Одним из важнейших факторов, влияющих на эффективное развитие конкуренции на рынке газа, является конкурентный доступ к хранилищам газа, что обеспечивается за счет торговли свободными емкостями хранилищ на аукционах. Контроль за этим сектором газовой системы также весьма жесткий (любая компания в случае спорных ситуаций имеет право подать в суд на владельца хранилища). В настоящее время пять хранилищ сжиженного природного газа (Liquefied Natural Gas (LNG)) являются собственностью Transco, два хранилища природного газа принадлежат US Dynegy и по одному хранилищу природного газа находится в собственности Scottish Power и Aquila [10].

На середину 2001 года газ на территорию Англии поступал от более чем 50 добывающих компаний, расположенных на территории континентального шельфа (UKCS). Большинство этих компаний (около 85 %) поставляли газ по долгосрочным и среднесрочным контрактам, индексируемым в соответствии с инфляцией и ценами на энергоносители, остальные 15% продавались на розничном спотовом рынке газа, к 2003 году на розничном спотовом рынке, который организован на основе NBP<sup>12</sup> хаба (о котором речь пойдет ниже), продавалось до 4 млрд.м<sup>3</sup> газа в месяц, что составляло до 40-50% всего потребляемого газа в Великобритании.

В последнее время развитие спотового рынка на основе NBP хаба позволяет принципиально изменить систему установления цен на газ. Наличие спотового рынка позволило перейти к установлению цен на газ, не привязывая их к ценам на нефть, а исходя из цен спотового рынка. Это стало возможным благодаря прогрессу в технологии торговли (средства массовой коммуникации) и высокому уровню корпоративного поведения.

Одним из первых долгосрочных контрактов, который был заключен по новой системе, является контракт заключенный в 2002 году между Statoil и Centrica на поставку 5 млрд.м<sup>3</sup> в течение 10 лет, начиная с октября 2005 года; в том же 2002 году между Centrica и Gasunie по той же схеме был заключен еще один контракт на поставку 80 млрд.м<sup>3</sup> газа через 10 лет [9].

---

<sup>12</sup> National British Point

#### 4.8. Сертифицированные потребители на рынке газа

Как уже отмечалось ранее, степень открытости национальных рынков газа характеризуется долей сертифицированных потребителей. То, какая доля потребителей газа «действительно» имеет возможность менять своих поставщиков, хорошо характеризует степень конкуренции на национальных рынках газа. В Таблице 17 приведены оценки долей потребителей, поменявших своих поставщиков газа в период с 1998 по 2002 годы.

Таблица 17. Оценка доли потребителей газа, поменявших поставщиков газа.

	Доля крупных сертифицированных потребителей*, поменявших поставщиков		Доля малых коммерческих/бытовых потребителей поменявших поставщиков		Средняя цена для конечного потребителя (Ев/МWh)	
	за 1998 – 2001	За 2002	С 1998 до июля 2001	За 2002	Крупные потребители (02.2002)	Бытовые потребители (July 2001)
Austria	<2%	6 %		0 %	22	n.a.
Belgium					21	39
Denmark	2-5%	17 %			19	40
France	20-30%	20 %			19	41
Germany	<2	5 %	<2%	<2 %	27	43
Ireland	20-30%	100 %			21	32
Italy	10-20%	10 %	2-5%	0 %	25	46
Luxbg	5-10%	0 %			30	34
Neth	30-50%	15 %			24	29
Spain	20-30%	38 %		1 %	20	48
Sweden	<2	0 %			24	43
UK	>50	16 %	30-50%	19 %	20	30
Estonia		0 %				
Latvia		0 %				
Lithuania		0 %				
Poland		0 %				
Czech R		0 %				
Slovakia		<5 %				
Slovenia		0 %				

\* - в общем случае это относится к потребителям, потребляющим более 100 000 м<sup>3</sup>/год  
Источник [2,3,4]

Сравнивая значения, приведенные в таблице 17, и реальное положение на национальных рынках газа, можно предположить, что для рынков с развитой конкуренцией доля круп-

ных потребителей, меняющих своих поставщиков в течении года, составляет 15%-20%, а доля бытовых потребителей составляет приблизительно 10%. Как видно из таблицы 18, цены газа на национальных рынках с большой свободой выбора значительно ниже, чем на других национальных рынках, так в Ирландии, Англии, Дании и Франции цены на газ для крупных потребителей не превышают значения 21 Еu/MWh (1 MWh = 92.6 м<sup>3</sup> газа), в то время, как в Германии и Люксембурге цены равны, соответственно, 27 и 30 Еu/MWh. Во всех странах Европейского сообщества, за исключением Англии, бытовые потребители не имеют реальной возможности выбора поставщиков газа, что и находит свое отражение в уровне цен на газ для таких потребителей.

#### 4.9. Влияние дерегулирования рынка газа на цену газа.

Одним из самых наблюдаемых параметров на любых рынках является цена, и рынок газа не является исключением. В своем отчете [4] комиссия европейского сообщества представила результаты исследования цен на газ в период с января 1997 года по июль 2003 года.

Закономерности в уровне цен и в темпе роста цен, отмеченные на июль 2003 года представлены в таблице 18.

Таблица 18. Уровень цен и темпы роста цен для различных стран на июль 2003 года

Период с 7/2000	Крупные пользователи			Не большие коммерческие потребители			Домохозяйства		
	Низкий	Средний	Высокий	Низкий	Средний	Высокий	Низкий	Средний	Высокий
Падение цен (>5%)	UK	SE, AT, IT, DK, BE, ES, LX, PT, FR		LX UK	SE, DK, BE, ES,	IT	DK		
Стабильные цены (±5%)			DE FI		DE,AT, FR,IR	PT	LXUK	DE,AT, IT,BE,IR	ES,PT
Рост цен (>5%)								FR,NL	SE

Источник [4]

Уровни цен (Низкий, средний, высокий) измерялись по отношению к средне-европейскому уровню цен на газ. Падение и рост цен на газ рассматривались по отношению к начальным ценам газа на внутринациональных рынках. Анализ данных позволил прийти к выводу, что уровень цен на газ для крупных пользователей снизился практически во всех

странах европейского союза, за исключением Германии и Финляндии. Также в большинстве стран произошло снижение цен для небольших коммерческих потребителей. В то же время для бытовых пользователей уровень цен снизился только в Дании, а во Франции и Нидерландах он даже вырос. Тут можно сослаться на результаты анализа предыдущего пункта, где анализируются возможности потребителей газа по смене поставщика. Как видно из таблицы 18, только в Англии созданы условия, позволяющие домохозяйствам выбирать поставщика газа, и соответственно уровень цен на газ в Англии ниже среднеевропейского.

Рассмотрим теперь динамику цен газа на национальных рынках газа в период с января 1997 по июль 2003 года (рисунки 16-23). На рисунках 16-18 представлены изменения цен газа в пятнадцати странах Западной Европы, рисунки 19-21 отражают среднюю цену газа пятнадцати стран Западной Европы и цены на газ в странах Восточной Европы.

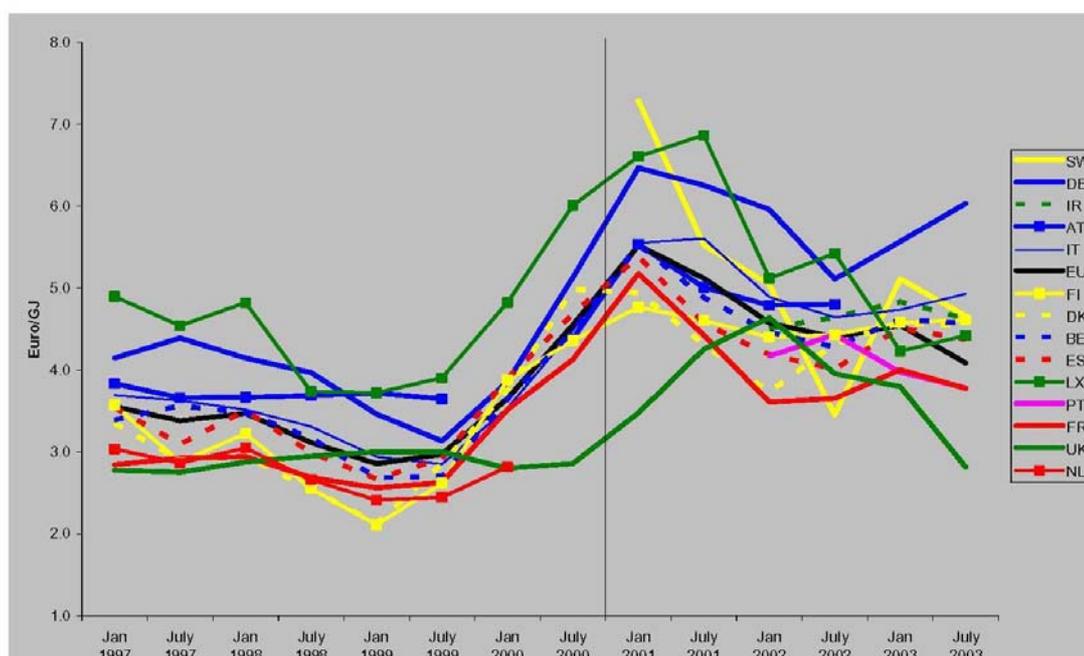


Рисунок 16. Цены на газ для больших коммерческих потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года (по пятнадцати странам Западной Европы). 420 000 ГДж/год (приблиз. 120ГВт) Источник [4]

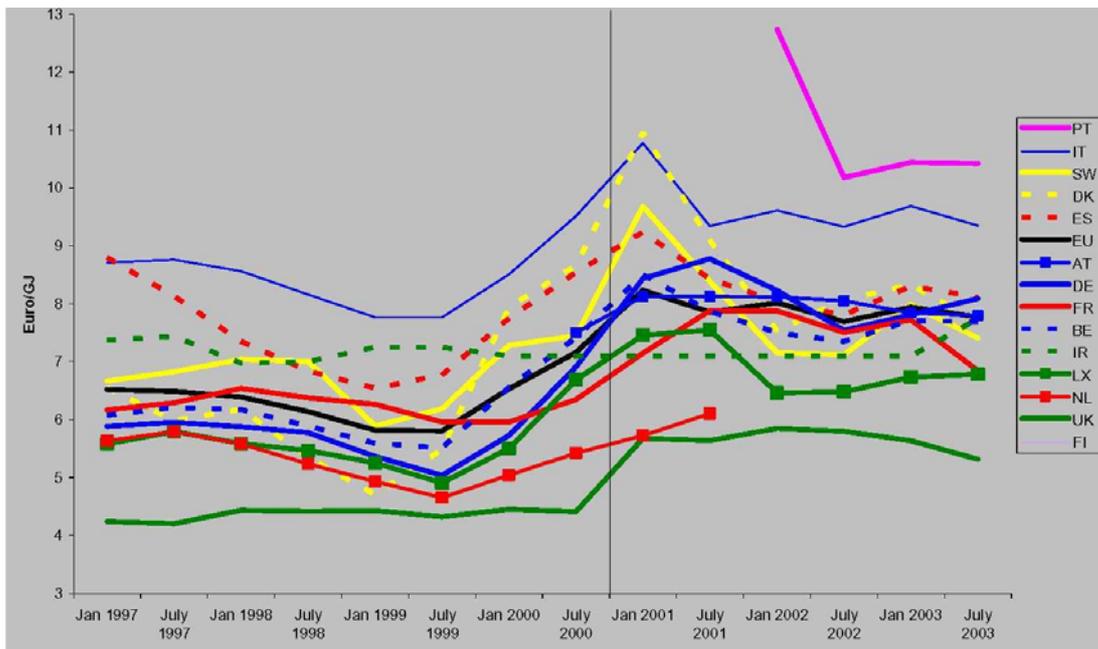


Рисунок 17. Цены на газ для небольших коммерческих потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года (по пятнадцати странам Западной Европы). 420 ГДж/год (приблиз. 120МВт) Источник [4]

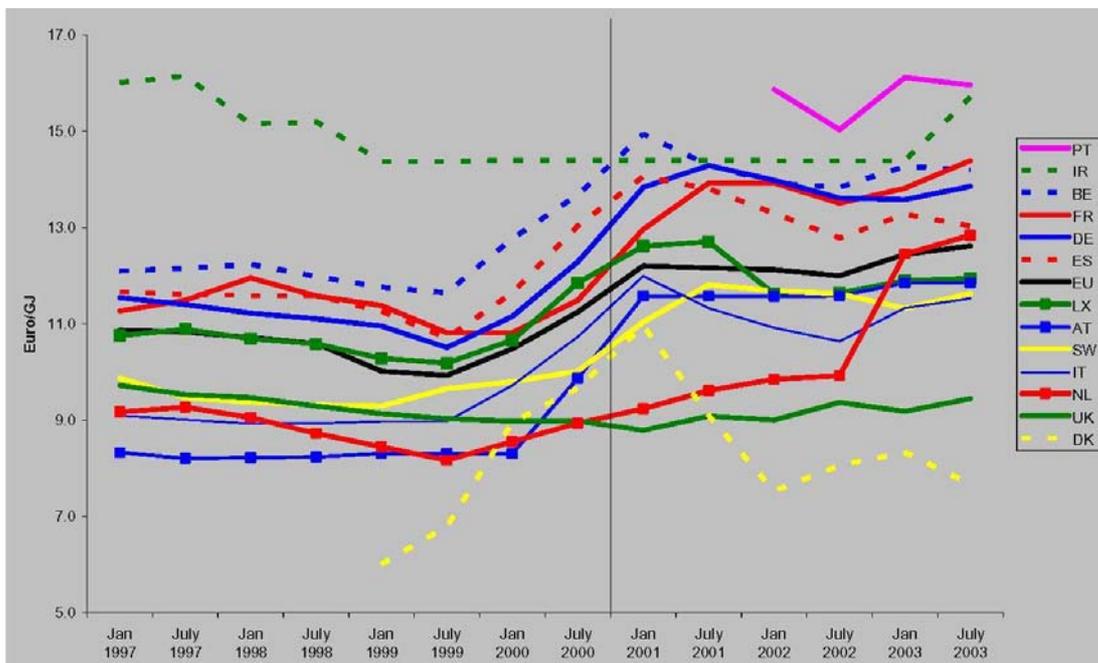


Рисунок 18. Цены на газ для бытовых потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года (по пятнадцати странам Западной Европы). 16 ГДж/год (приблиз. 4,5МВт) Источник [4]

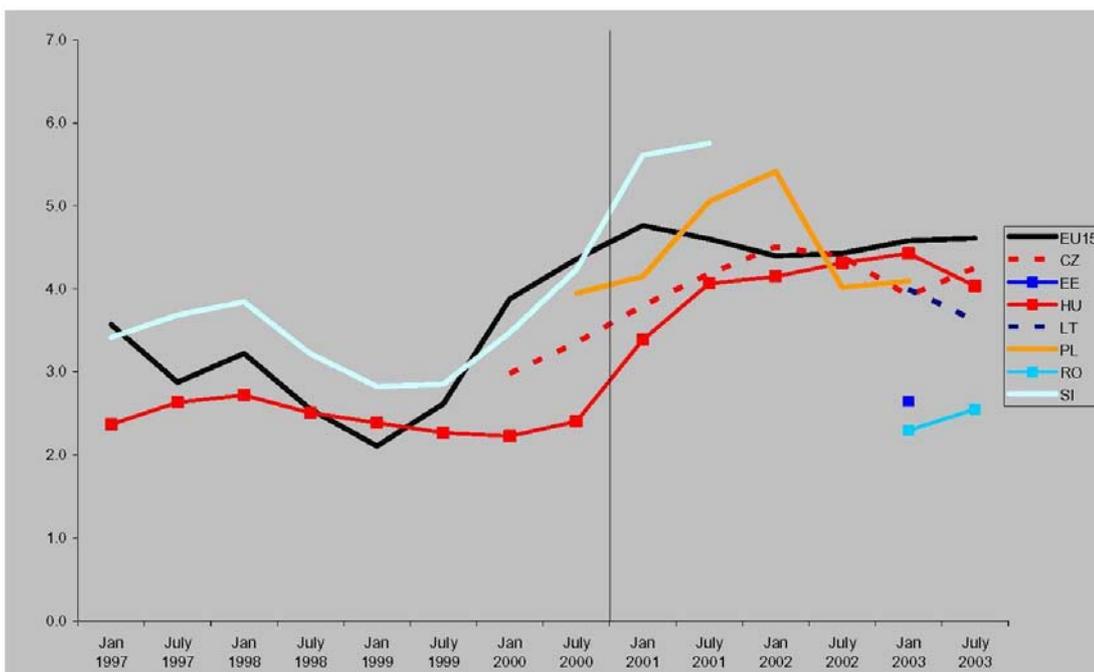


Рисунок 19. Цены на газ (Еуро/ГДж) для больших коммерческих потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года (по странам Западной Европы EU15, и по странам Восточной Европы). 420 000 ГДж/год (приблиз. 120ГВт) Источник [4]

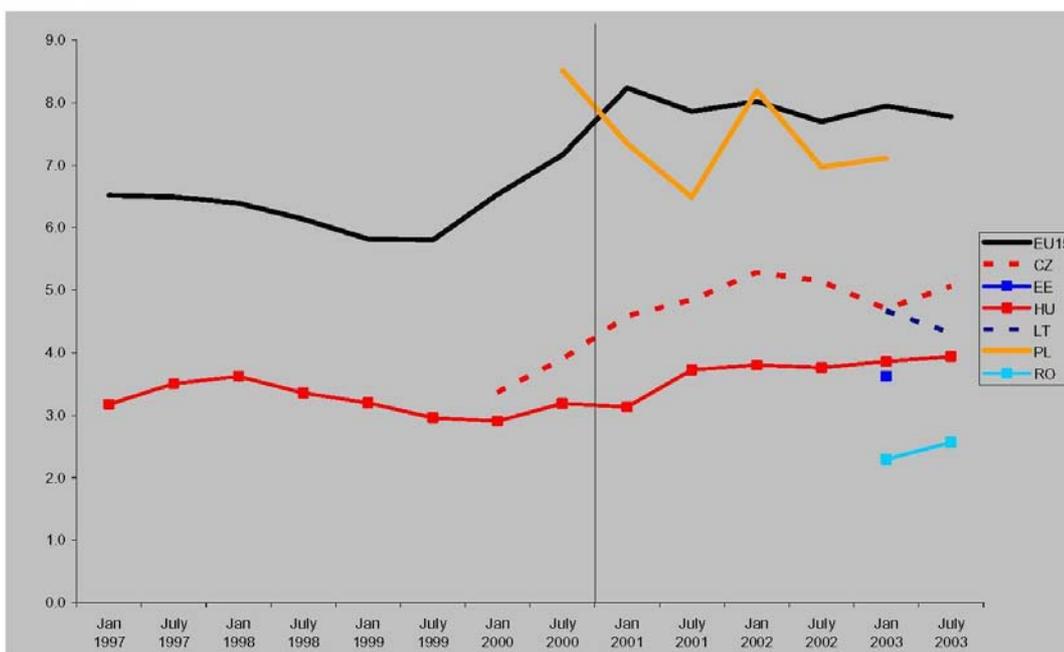


Рисунок 20. Цены на газ (Еуро/ГДж) для небольших коммерческих потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года. 420 ГДж/год (приблиз. 120МВт) Источник [4]

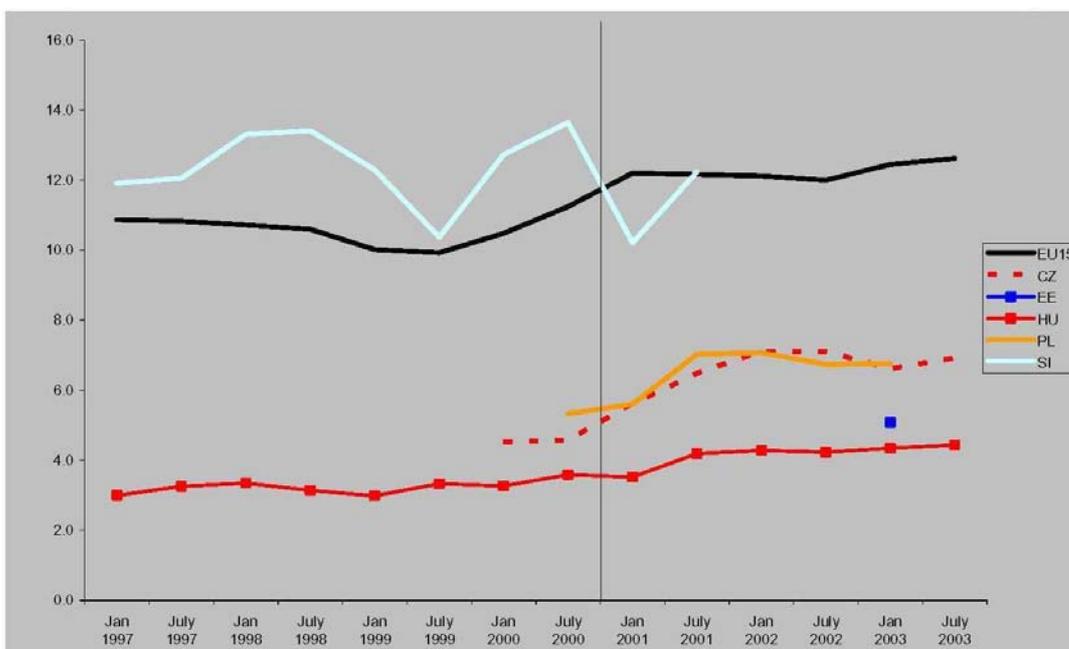


Рисунок 21. Цены на газ (Евро/ГДж) для бытовых потребителей газа в период с января 1997 года по июль 2003 года. 16 ГДж/год (приблиз. 4,5МВт) Источник [4]. Данные по ценам включают НДС и другие энергетические налоги.

Вертикальная прямая на графиках соответствует августу 2000 года, когда официально начался первый этап дерегулирования европейского рынка газа.

Для анализа причин, имеющих возможность влиять на цену газа, рассмотрим структуру цены. На рисунках 22 и 23 представлена структура цены газа для больших потребителей (свыше 25 млн. м<sup>3</sup> газа) небольших коммерческих потребителей (свыше 100 тыс. м<sup>3</sup> газа).

25,000,000m<sup>3</sup> customer €/GJ

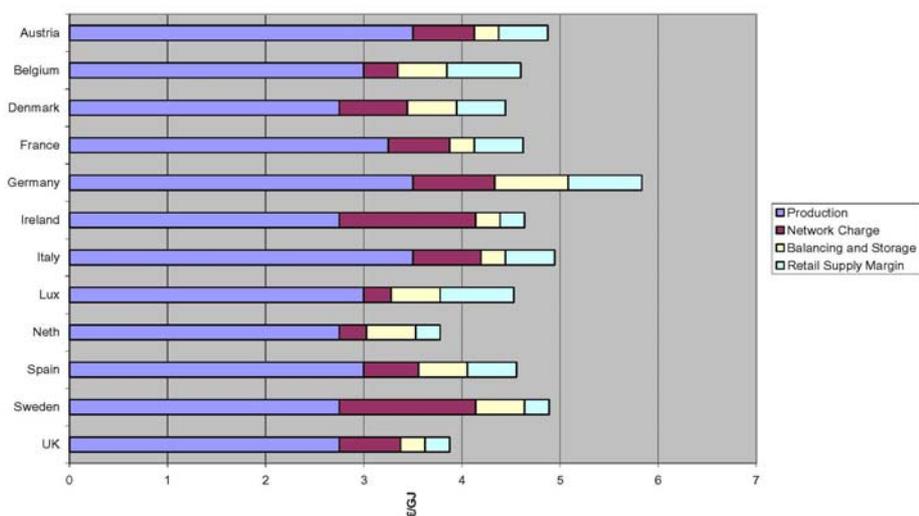


Рисунок 22. Структура цены газа для больших потребителей Источник [4]

100,000m3 customer €/GJ

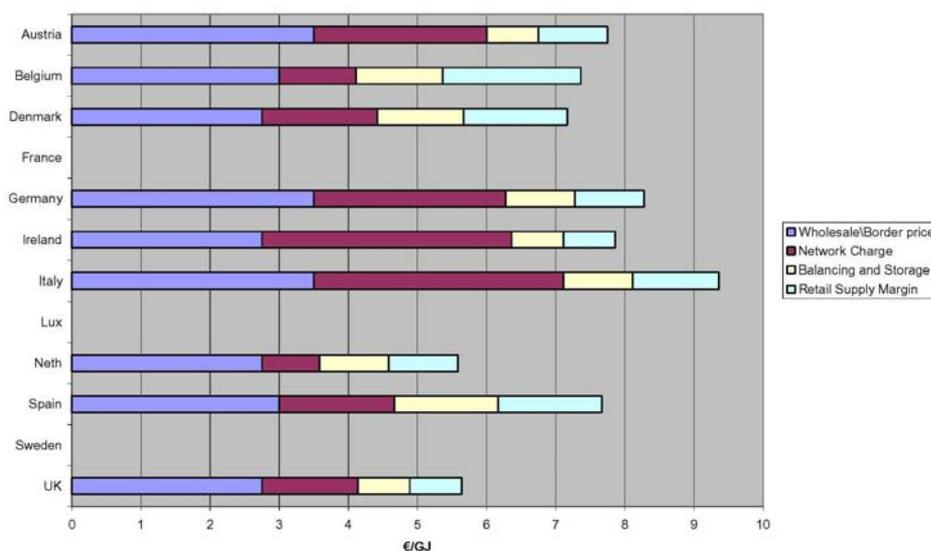


Рисунок 23. Структура цены газа для небольших коммерческих потребителей Источник [4]

Левый сегмент цены (фиолетовый) отражает оптовую цену или цену на границе членов Европейского сообщества; второй сегмент слева (бордовый) соответствует расходам на пользование сетью газопроводов; третий сегмент (желтый) соответствует расходам на хранение газа и на балансировку (Необходимость балансировки вытекает из неравномерного использования пропускной способности сети, так в период пикового спроса у компаний поставщиков может возникнуть необходимость срочно покупать дополнительный объем газа, а в период минимального спроса – необходимость хранения избыточного количества газа.); крайний сегмент справа (голубой) показывает долю розничной наценки в цене газа.

Анализ проведенный специалистами комиссии европейского сообщества (DRI•WEFA) [5а] позволил сделать вывод, что в течении первых восьми месяцев (с момента начала первого этапа) небольшое падение цены газа могло произойти за счет следующих факторов:

Появления на рынке новых игроков с низкими рыночными накладными расходами;

Игроков, использующих небольшую разницу в издержках предложения.

За счет сокращения розничной наценки.

Анализируя поведение цен на газ, нельзя забывать о том, что цены на газ и на нефть во многих странах сильно коррелированы между собой, и довольно сложно определить, какое влияние на цену газа оказывает цена на нефть, а какое влияние оказывает наличие монопольной власти. На рисунке 24 представлены цены на нефть и на газ в период с января 1997

года по июль 2003 года. На этом рисунке представлено изменение цен на газ в двух странах с наименьшей конкуренцией (Швеция и Франция) и в стране, где рынок газа полностью конкурентный (Англия).

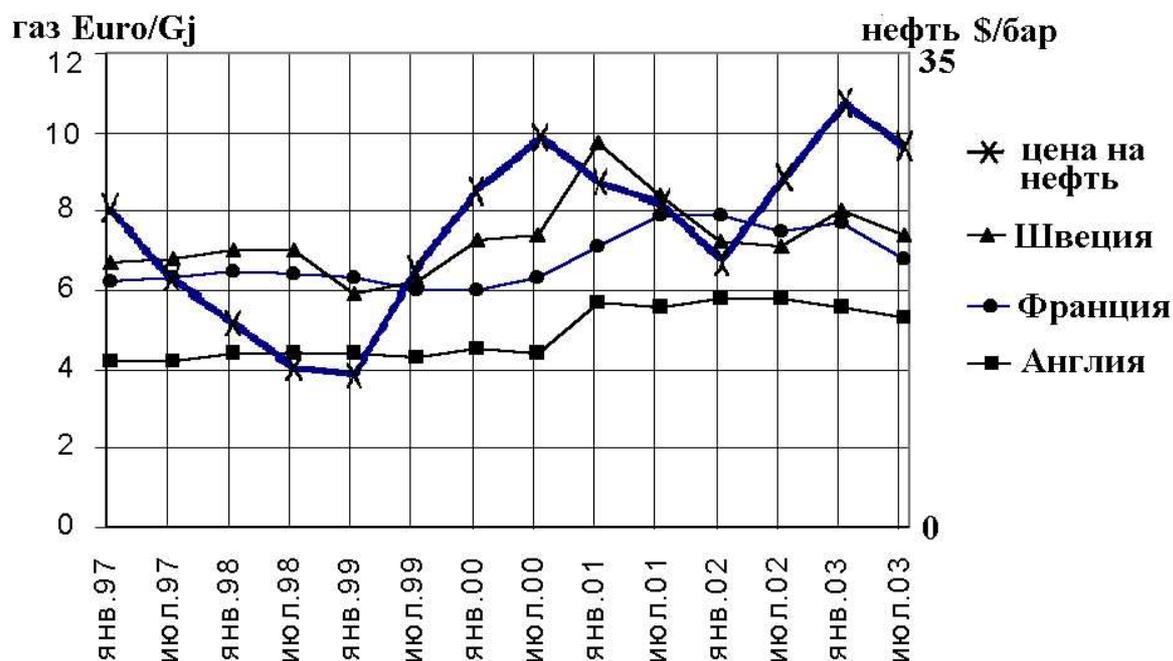


Рисунок 24. Сравнение цен на газ (для небольших коммерческих потребителей газа) и на нефть в период с января 1997 года по июль 2003 года.

Наиболее сильно цена на нефть коррелирует с ценой на газ в Швеции. Корреляция цены на нефть с ценой на газ во Франции значительно меньше, а о корреляции между ценой на нефть и ценой на газ в Англии в данном случае сказать что-то определенное достаточно сложно. Тем не менее, анализируя данный график можно отметить, что с января 2002 года цены на газ в Англии и Франции постепенно понижаются, а в Швеции влияние цены нефти на цену газа уже не столь значительно. Вполне возможно, что именно развивающаяся конкуренция является причиной наблюдаемого уменьшения цены газа на национальных рынках.

#### 4.10. Конкуренция на национальных рынках газа.

Как уже отмечалось, темпы развития конкуренции на национальных рынках газа существенно различаются. Экспертами ЕС были проанализированы [5а] результаты, достигнутые тринадцатью крупнейшими компаниями, входившими на новые рынки с августа 2000 года по март 2001 года. Результаты этого анализа приведены в таблице 19.

Таблица 19. Результаты входа крупных компаний на национальные рынки государств Европейского союза

	AT	BE	DK	FN	FR	GR	GY	IR	IT	LX	NL	PT	SP	SW	UK
Крупн. Национальн. комп.1		F			F		F	F			F				
Крупн. Национальн. комп.2							S				S				
Крупн. Национальн. комп.3							A								
Крупн. Национальн. комп.4	S			A	S										
Производитель1		S			S		S				S		S		S
Производитель2	F						F		S						
Производитель3													S		S
Производитель4															S
Trader1		F					S				F				S
Trader2							S								
Trader3	F	p.s			S		S				S		F		S
Trader4							S								
Trader5		p.s			F		S				S		F		S

Крупные национальные компании – национальный компании, имеющая большие газовые активы.

Trader1,2,3,4 – компании, не имеющие собственных крупных источников газа и занимающиеся поставками газа в качестве третьей стороны, а так же крупные Американские компании (такие как Enron) и торговые подразделения крупных Европейских энергетических компаний.

F - пытались, но не удачно

p.s – достигли частичного успеха

S – достигли успеха, пусть даже с небольшими объемами или только с одним или двумя клиентами.

A - Продажа через аффилированные компании

Источник: [5a]

На основе данной таблицы можно сделать вывод, что наибольшего успеха на общем рынке в этот период достигали компании, добывающие газа, а наименьшего успеха достигали национальные компании, пытавшиеся выйти на общеевропейский рынок газа.

Рисунок 25 отображает те же данные, что и Таблица 19, но в данном случае рассматривая национальные рынки газа с точки зрения развития конкуренции. Из Рисунка 25 видно, что наиболее конкурентными рынками газа на март 2001 года являлись рынки Германии, Англии, Нидерландов и Испании, в то время, как вход на другие рынки серьезно ограничен.

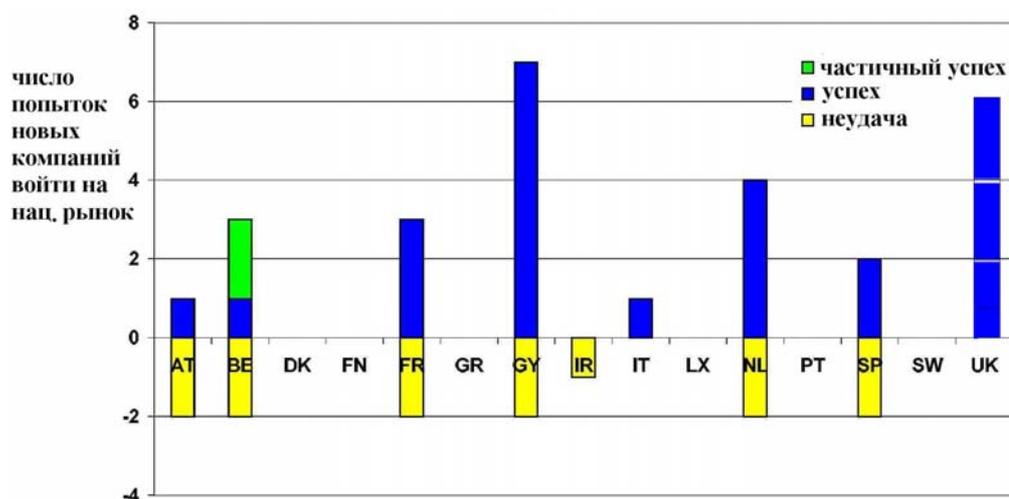


Рисунок 25. Результаты попыток входа на национальные рынки газа с августа 2000 года по март 2001 года (источник:[5a])

Однако, если не принимать во внимание результаты, показанные «Национальная компания» и «производитель 1», то уже нельзя сделать определенного вывода, что указывает на необходимость проведения более тонкого анализа. Кроме того, обращает на себя внимание и то, что высокого уровня конкуренции можно достичь и при централизованной системе управления (Франция), что также заслуживает более тщательного дальнейшего анализа.

Особое внимание со стороны органов Европейского Союза, ответственных за контроль над общеевропейским рынком газа, уделялось возможности использования газопроводов сторонними компаниями (третьей стороной) (“third party access”). Возможность доступа к газопроводам третьей стороны считается одним из основных элементов, способствующих развитию конкуренции на общеевропейском рынке газа. То, насколько увеличилась доля газа, транспортируемого «третьими» компаниями с августа 2000 года по март 2001 года, отражено на рисунке 26. Рисунок 27, в свою очередь, отображает информацию по доле газа транспортируемого «третьими» компаниями за тот же период. То, что доля газа транспортируемого «третьими» компаниями в Англии равна 100%, объясняется тем, что Англия с 1998 года открыла свой рынок газа для полной конкуренции и к 2000 году весь газ на территории Англии транспортировался «третьими» компаниями.

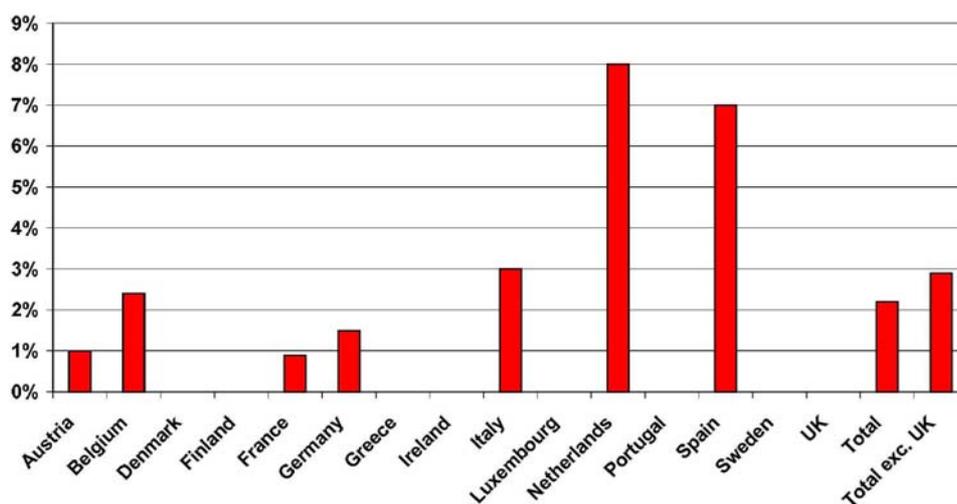


Рисунок 26 Увеличение доли газа транспортируемого третьими компаниями (% от общего количества газа) с августа 2000 года по март 2001 года. Источник [5а]

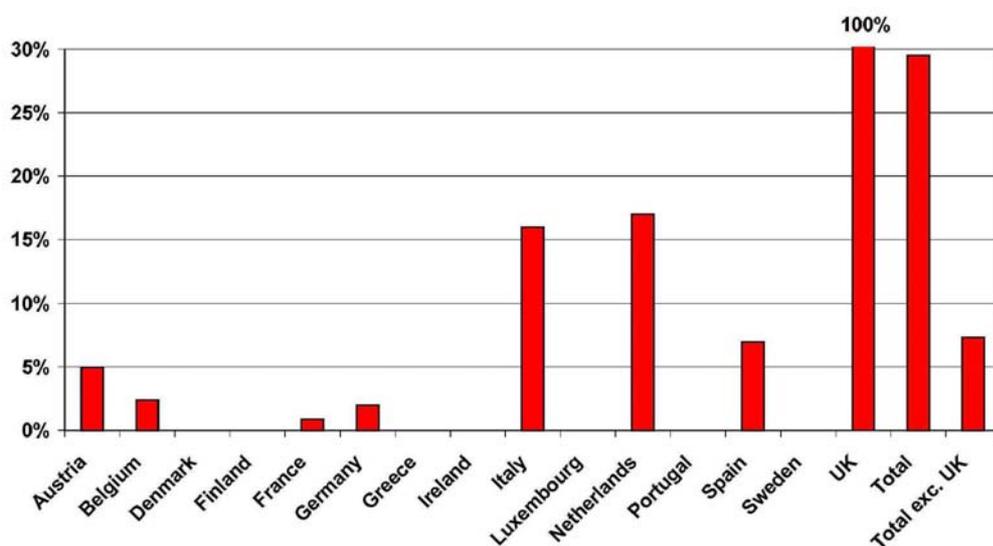


Рисунок 27. Газ транспортируемый третьими компаниями (% от общего количества газа) на март 2001 года. Источник:[5а]

Рассмотрим теперь розничную структуру национальных рынков газа. В [4] представлены данные о рынках газа Европы на июль 2003 года (Таблица 20).

Таблица 20. Структура розничного рынка газа

	Число активных лицензированных поставщиков	Поставщики независимые от системных дистрибьюторов	Число поставщиков, чья доля > 5%	Рыночная доля самого крупного поставщика	Доля трех самых крупных поставщиков	Доля иностранного поставщика
Austria	29	3	2	75%	90%	8%
Belgium	n.k.	5	5	39%	54%	n.k.
Denmark	8	4	4	73%	93%	3%
France	8	5	3	n.k.	88%	n.k.
Germany	770	12	1	6%	<15%	n.k.
Ireland	8	7	3	47%	99%	1%
Italy	530	Minimal	1	93%	n.a.	0%
Luxembourg	6	1	1	n.k.	n.k.	n.k.
Netherlands	24	0	4	n.k.	75%	n.k.
Spain	36	28	2	78%	83%	n.k.
Sweden	7	1	5	55%	86%	n.k.
UK	125	123	3	20%	59%	41%
Estonia	4	1	1	80%	n.k.	n.k.
Latvia	1	0	1	100%	n.a.	0%
Lithuania	10	9	4	43%	n.k.	0%
Poland	78	72	1	>95%	n.a.	n.k.
CzechR	134	126	7	n.k.	24%	n.k.
Slovakia	36	0	1	97%	n.a.	n.k.
Hungary	10	9	7	n.k.	27%	n.k.
Slovenia	50	22	1	78%	87%	0%
Candidate Countries						
Romania	31	0	5	n.k.	n.k.	n.k.
Bulgaria	29	0	1	96%	n.k.	0%
Turkey	1	0	1	100%	n.a.	0%

Источник: [4]

Хотя все страны западной Европы уже достигли того уровня открытости рынка, когда все малые коммерческие потребители могут выбирать себе поставщиков, тем не менее тарифы на рынке газа для малых коммерческих потребителей в большой степени отражают влияние большого количества независимых розничных поставщиков, что отражено в таблице 21. Так в Англии, Дании и Испании, где доля независимых поставщиков велика: цены для

малых коммерческих потребителей сравнительно низкие, в то время как, в Австрии, Германии и Италии они высокие.

Таблица 21. Тарифы газовой сети.

	Доля независимых розничных поставщиков	Приблизительный диапазон расходов (Euro/MWh или Euro/92.6 м <sup>3</sup> )			
		Крупные потребители (от 25 млн м <sup>3</sup> )		Малые потребители (от 10 <sup>5</sup> м <sup>3</sup> )	
		min	max	min	max
Austria	0.1	1.0	4.5	1.0	14.0
Belgium	-	1.0	1.5	3.5	4.0
Denmark	0.5	2.0	2.5	5.5	6.0
France	0.625	1.5	3.0	-	-
Germany	0.015	1.0	3.5	9.0	12.0
Ireland	0.87	3.5	5.0	13.5	16.0
Italy	0.01	1.5	3.5	12.0	13.5
Luxembourg	0.16	1.0	1.0	-	-
Netherlands	0	1.0	1.0	2.5	3.0
Spain	0.78	2.0	2.0	6.0	6.0
Sweden	0.14	5.5	5.5	-	-
UK	0.984	1.5	3.0	4.0	5.0

Округлено до 0.5 Euro/MWh

Источник: [4]

#### 4.11. Хаббы

Еще одним эффективным средством, способствующим развитию конкуренции на рынке газа, является создание хабов, то есть центров торговли газом. Физически, хаб – это узел, в котором сходится большое число газопроводов и где имеется возможность управлять потоками газа, перенаправлять потоки газа, а так же контролировать принятое и отпущенное количество газа. Однако, на рынке газа под понятием «хаб» чаще всего подразумевается именно центр торговли газом (чаще всего связанный с реальным узлом газовой системы). В Европе на сегодняшний день уже существуют несколько хабов: в Англии в местечке Becton – National Balancing Point (NBP), в Бельгии - Zeebrugge, Нидерландах – Bunde и Title Transfer Facility (TTF), в Германии – Emden. Хаббы можно разделить на две группы: национальные, как NBP и TTF, и локальные (Zeebrugge и Emden). Национальные хаббы могут быть виртуальными, то есть не привязанными к реальному узлу газовой сети и на которых можно осу-

ществлять управление газовыми потоками на всей территории государства (в случае NBP и TTF, расположение хабов совпадает с узлами национальных газопроводных систем).

Наиболее успешным из европейских хабов является NBP. Ежедневные объемы торгов на NBP составляют приблизительно 40% потребления газа (приблизительно 1 TWh или 93 млн.м<sup>3</sup> газа в день). “Spot” рынок организован Лондонской IPE (International Petroleum Exchange). Торговля ведется в «реальном» времени, авторизованные продавцы и покупатели (shippers and traders) анонимно выставляют свои заявки и предложения (в электронном виде) на покупку или продажу газа.

На Рисунке 27 отражено поведение цен на газ на NBP в период с января 2002 года по декабрь 2003 года (нижняя линия) и поведение цены на нефть (черная верхняя линия). Как было уже отмечено, при старой структуре газового рынка цена на газ устанавливалась на уровне 80-90% цены на нефть. Введение хабов, по мнению аналитиков европейского союза [9] может значительно снизить влияние цены нефти на цену газа в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Однако, анализируя поведение цен на рисунке 28, можно прийти к заключению, что колебания цены нефти (два центральных пика соответствуют вторжению США в Ирак) и колебания цены газа в большинстве случаев совпадают даже в краткосрочной перспективе, но такое влияние цены газа можно объяснить тем, что на цену газа на NBP большое влияние оказывает цена газа на материковой части Европы. Это происходит из-за того, что NBP соединен с хабом Zeebrugge газопроводом, пропускная способность которого за день приблизительно равна 0.6 TWh (55 млн.м<sup>3</sup>) в сторону материка и 0.25 TWh (23 млн.м<sup>3</sup>) в обратную сторону. При этом значительная часть сделок на NBP – это сделки, ориентированные на получение прибыли от арбитража, имеющего место из-за разницы в цене газа на материковой части Европы и Великобритании, что в свою очередь сказывается на цене газа устанавливаемой на NBP. Ряд наблюдений показывает, что в те периоды, когда газопровод между NBP и Zeebrugge не функционирует, происходит значительное падение цен на газ на NBP.

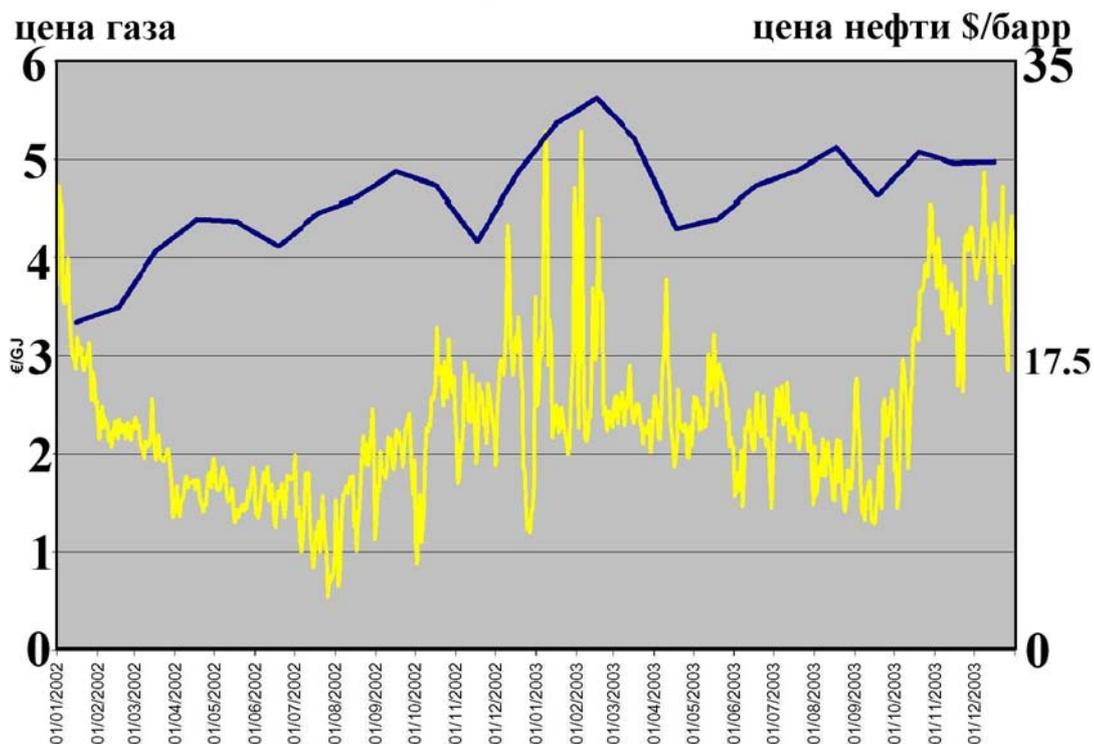


Рисунок 28. Цена на газ на NBP (нижняя линия) и цена на нефть (черная верхняя линия) в период с января 2002 года по декабрь 2003 года Источник [4].

Континентальные хабы не достигли еще того уровня развития, на котором находится NBP поэтому цены газа на NBP является ориентиром для цены газа на континентальных хабах.

Самым крупным из континентальных хабов является Zeebrugge. Его пропускная способность равна 40 млрд.м<sup>3</sup> за год, что составляет приблизительно 11% потребления газа всей Западной Европы (на рисунке 29 приведены значения потребления газа различными странами западной Европы за 2000 год). При этом общий объем хранилищ сжиженного газа составляет 261 000 м<sup>3</sup>. Дневная объем сделок составляет 120 млн.м<sup>3</sup> газа. Число игроков на этом хабе к середине 2003 года было 53 (22 трейдера, 7 добывающих компаний, 5 поставщиков электроэнергии, 9 оптовых торговцев, 4 поставщика газа, обслуживающих сектор услуг (utilities), 4 финансовых трейдера, 1 крупный индустриальный потребитель). При этом в октябре 1999 года количество игроков было только 4 [9].

Bunde EuroHub хаб полностью создан Gasunie в регионе Bunde, он полностью находится в собственности Gastransport Services. Начало его функционирования – февраль 2002 года.

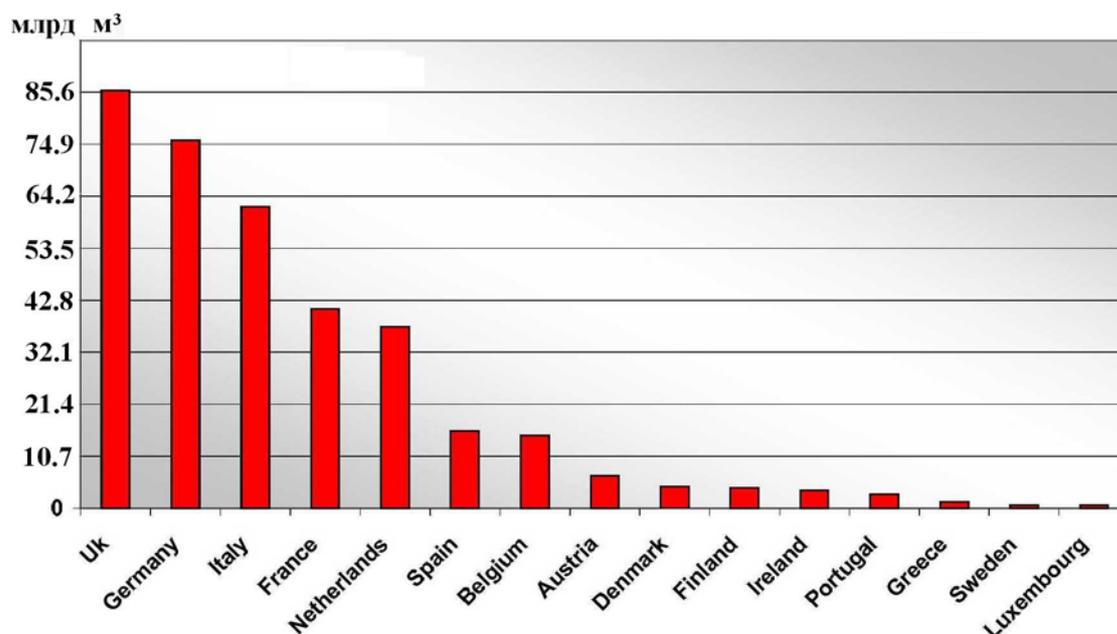


Рисунок 29. Потребление газа различными странами западной Европы за 2000 год.

Источник [5а]

Рисунок 29 отражает потребление газа странами Европы в 2000 году, но если обратиться к таблице 20, то можно увидеть, насколько сильно выросло потребление природного газа в период с 2000 по 2003 год. Рассмотрим в этой связи, как в Европе обстоят дела в области добычи и импорта природного газа.

#### **Добыча газа, импорт газа в 2002-2003 годах**

Одним из факторов, существенно ограничивающих уровень конкуренции на рынках газа, является то, что число компаний, добывающих газ на территории Европейского союза или импортирующих его извне, невелико. Рисунок 30 характеризует доли компаний, которые поставляют газ на Европейский рынок (на март 2001 года). На рисунке 31 представлены основные покупатели газа в Европе.

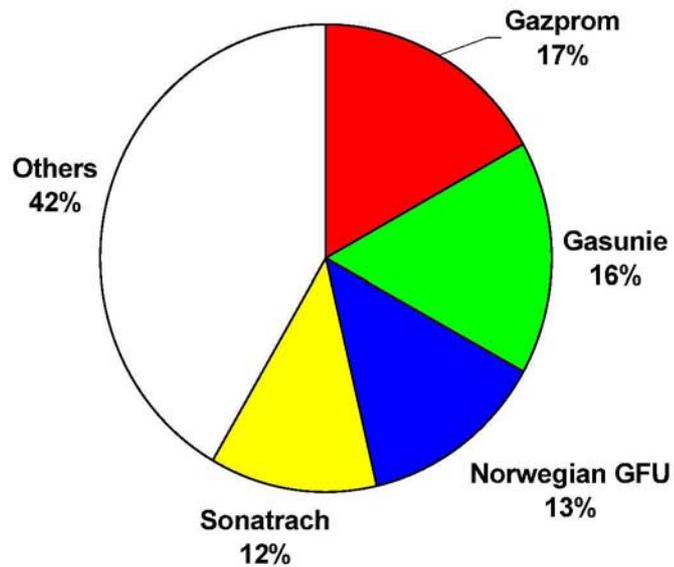


Рисунок 30. Доли компаний поставляющих газ на европейский рынок

Источник: [5а] (на март 2001 года)

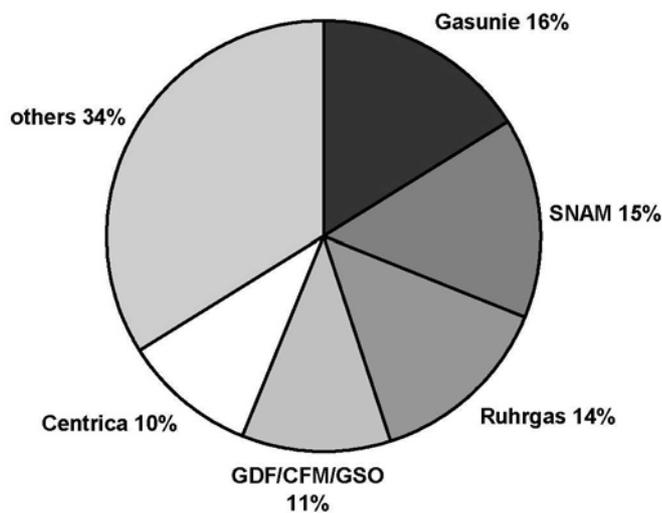


Рисунок 31. Основные покупатели газа в Европе

Источник: [5а] (на март 2001 года)

Как известно, концентрация производства и импорта в руках ограниченного числа компаний препятствует развитию эффективной конкуренции. Для того чтобы бороться с этим фактором, ограничивающим развитие конкуренции, необходимо принятие специальных законодательных актов, ограничивающих рыночную долю экспортеров и поставщиков (такие законы приняты, например, в Англии и Италии).

Ситуация на рынке газа к июлю 2003 года отражена в таблице 22, где приведены данные по импорту и добычи газа в различных странах Европейского сообщества.

Таблица 22. Рыночная структура импорта и добычи газа.

	% газа, производимого внутри страны	% импортируемого газа (количество поставщиков)	Кол-во компаний, поставляющих не менее 5% газа (на 2001 год)	% доступного газа контролируемого самой крупной компанией	Программа ограничивающая поставки газа (gas release prg)	Пропускная способность газопроводов, пересекающих национальную границу % от потребления (*)	Объем импорт сжиженного газа % от потребления
Austria	23%	77% (3)	1	>90%	Yes	>100%	0%
Belgium	0%	100%	1	100%	No	>100%	50%
Denmark	98%	2%	2	90%	Planned	60%	0%
France	4%	96% (6)	3	64%	No	30%	0%
Germany	18%	82% (5)	9	с. 50%	Yes	>100%	15%
Ireland	18%	82% (1)	4	40%	No	>100%	0%
Italy	20%	80% (6)	3	80%	Yes	30%	5%
Luxembourg	0%	100% (3)	1	100%	No	>100%	0%
Netherlands	84%	16%(3)	3	n.a.	No	>100%	0%
Spain	3%	98%(6)	2	85%	Yes	30%	>100%
Sweden	0%	100%	1	100%	No	0%	0%
UK	90%	10%	6	с. 25%	Completed	10%	0%
Estonia	0%	100% (1)	1	100%	No	-	0%
Latvia	0%	100% (1)	1	100%	No	-	0%
Lithuania	0%	100% (1)	4	43%	No	-	0%
Poland	34%	66% (3)	1	100%	No	>100%	0%
Czech R	1%	99% (2)	1	99%	No	>100%	0%
Slovakia	3%	97% (1)	1	97%	No	>100%	0%
Hungary	25%	75% (2)	1	100%	No	10%	0%
Slovenia	0%	100 (3)	1	100%	No	>100%	0%
Candidate Countries							
Romania	80%	20% (1)	7	n.k	No	0%	0%
Bulgaria	1%	99% (1)	1	100%	Yes	>100%	0%
Turkey	3%	97% (5)	1	100%	Yes	0%	0%

(\*) с другими странами членами Европейского сообщества, с второстепенными маршрутами импорта, включая возможный обратный транзит. Источник [4]

В то время, как таблица 22 представляет относительные величины импорта и добычи газа, в таблице 23 представлены абсолютные величины потребления, добычи и импорта газа странами членами Европейского союза на июль 2003 года.

Таблица 23. Потребление, добыча и импорт газа в млн. м<sup>3</sup>. (на июль 2003 года)

	Потребление, млн. м <sup>3</sup>	Величина собствен- ной добычи, млн. м <sup>3</sup>	Объем импорта (*) млн. м <sup>3</sup>	Увеличение потребления 2002 против 2001, %
Austria	8.3	1.9	41.0	-1.8%
Belgium	16.0	0.0	79.0	n.k.
Denmark	7.5	7.3	1.7	+0.6%
France	40.3	1.7	63.0	+0.2%
Germany	98.4	20.2	87.0	+0.5%
Italy	70.0	14.3	86.0	0.0%
Ireland	4.2	0.6	8.4	+2.5%
Luxem.	0.8	0.0	4.0	+36.0%
Netherl.	36.0	65.0	17.0	n.k.
Spain	23.5	0.7	33.5	+15.0%
Sweden	0.8	0.0	2.0	+9.8%
UK	94.0	112.0	9.5	-4.0%
Estonia	n.k.	n.k.	n.k.	n.k.
Latvia	1.5	0.0	1.5	+1.0%
Lithuania	2.6	0.0	6.0	+1.5%
Poland	12.4	4.0	7.8	-1.5%
CzechR	9.6	0.1	12.0	-3.0%
Slovakia	7.5	0.2	7.3	+5.4%
Hungary	12.8	3.1	13.0	+0.0%
Slovenia	1.0	0.0	3.5	-3.6%
Candidate Countries				
Romania	15.0	12.0	12.0	-0.6%
Bulgaria	3.0	0.0	6.0	-9.0%
Turkey	17.6	0.4	26.0	+10.0

Источник [4]

(\*) From all physical import pipelines directly or indirectly linked to producing countries plus LNG.

n.k. - неизвестно

Как следует из анализа таблиц, с точки зрения обеспеченности собственным газом, наиболее благополучными странами являются Великобритания и Нидерланды, где собственная добыча газа превышает внутреннее потребление. Для остальных стран ЕС проблема независимости национальных рынков от источников газа, находящихся вне национальных границ, стоит весьма остро.

#### 4.12. Зависимость Европейского рынка газа от внешних источников газа

Зависимость Европейского газового рынка от внешних и внутренних источников природного газа является одним из очень важных вопросов, беспокоящих руководство Европейского союза. Важность этого вопроса обусловлена устойчивым ростом потребления природного газа, большей частью за счет то, что большинство производителей электроэнергии потребляют именно природный газ. Так в 1960 году природный газ давал менее 2% энергии, потребляемой Европой, в 1985 – приблизительно 16%, а в 2000 году уже 24%, при этом рост потребления природного газа не прекращается даже в периоды очень низкого роста экономики, примером является 2001 год, когда потребление газа выросло на 2.5% [7].

Хотя на территории Европейского союза есть собственные крупные месторождения природного газа, тем не менее, постоянно растущие потребление природного газа приводит к постоянному росту импорта этого ресурса из стран, не входящих в Европейский союз. На рисунке 32 представлена структура импорта природного газа из стран, не входящих в Европейский союз, на 1999 год, при этом в 1998 году приблизительно 40% всего потребляемого газа импортировалось из стран, не входящих в Европейский союз.

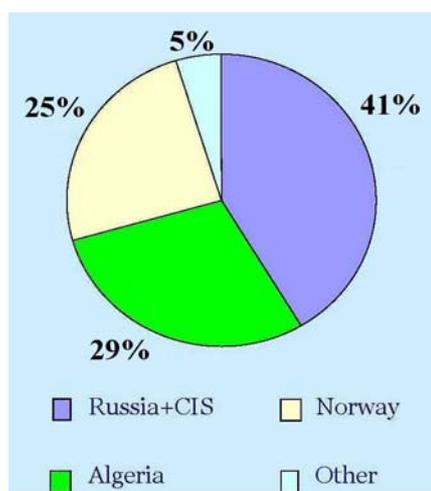


Рисунок 32. Импорт природного газа в 1999 году из стран не входящих в Европейский союз (источник [6])

Для того чтобы быть в состоянии противостоять краткосрочным шокам на рынке газа, странами Евросоюза создаются резервные запасы газа. В настоящее время, общих запасов природного газа Евросоюза хватит приблизительно на 50 дней (что составляет 14% годового потребления), при этом эти запасы распределены неравномерно, так запасы Австрии составляют 115 дней средневропейского потребления, запасы Франции – 95 дней, Германии и Италии – 80 дней, Дании – 65 дней, а запасы Англии, Греции, Бельгии, Испании и Нидерлан-

дов составляют от 10 до 20 дней (другие страны Европейского сообщества запасов природного газа не имеют).

На рисунке 33 представлен прогноз потребления газа странами Европейского союза до 2020 года [8].

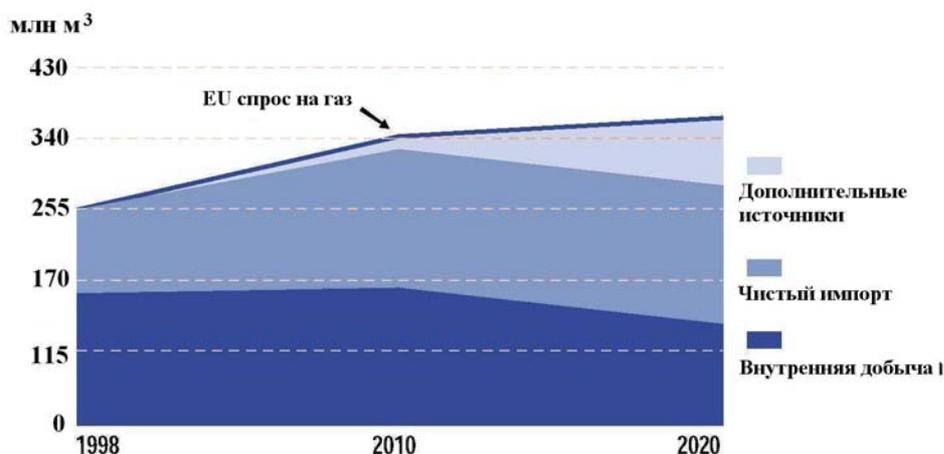


Рисунок 33. Прогноз роста спроса и предложения на газ до 2020 года (Источник [8])

По прогнозам специалистов Европейского союза к 2020 году объем импорта газа пятнадцатью странами Западной Европы (EU15) может достигнуть 60%, странами EU25 – 65% [7]. Такой прогноз чрезвычайно неблагоприятен для стран Евросоюза, поэтому для увеличения стабильности в долгосрочном периоде предлагаются следующие меры:

Увеличение стратегических резервов.

Заключение долгосрочных контракты на поставку газа «извне».

Развитие рынка сжиженного газа.

#### 4.13. Заключение

Как следует из приведенного обзора, Европейский союз окончательно встал на путь создания конкурентного рынка газа на всей территории Европы. Следует отметить, что создание такого рынка оказалось длительным процессом, и это при том, что большинство стран Европейского рынка газа – это развитые страны с высоким уровнем жизни и большим количеством отлаженных институтов, действующих в экономике и обществе.

Понятно, что конкурентный рынок газа Европейский союз хотел бы видеть и в России, тогда и российский, и европейский рынок природного газа будут гармонизированы. Опыт становления такого рынка в Европе показывает, что помимо институтов, обслуживающих собственно рынок газа, необходимо еще совершенствование институциональной среды в России. Кроме того, важно правильно подобрать скорость становления рынка газа в

России, чтобы не допустить противоречия между целями реформ и их институциональным обеспечением.

### Литература

[1] “DIRECTIVE 98/30/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas”

[2] Comission Staff Working Paper, First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, Brussels 03.12.2001

[3] Comission Staff Working Paper, Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, Brussels 01.03.2004

[4] DG TREN DRAFT WORKING PAPER, Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market, Brussels 01.03.2004

[5a] Dri –Wefa. “Report for the European Commission Directorate General for Transport and Energy to determine changes after opening of the Gas Market in August 2000”, vol 1 “European Overview”, July 2001

[5b] Dri –Wefa. “Report for the European Commission Directorate General for Transport and Energy to determine changes after opening of the Gas Market in August 2000”, vol 2 “Country reports”, July 2001

[6] – European Commission Directorate-General for Energy and Transport, Memo: “The internal energy market: Improving the security of energy supplies”, 2003

[7] – Proposal for a Directive of the European Parliament and the Council concerning measures to safeguard security of natural gas supply.

[8] Brochure “OPENING UP TO CHOICE Launching the single European gas market”, 2000

[9] Council of European Energy Regulation, “The Development of Gas Hubs and Trading Centres in Europe”, 2003

[10] International Energy Agency, “Flexibility in Natural Gas Supply and Demand”, 2002.

[11] Mark Armstrong; John Vickers, Price Discrimination, Competition and Regulation, *The Journal of Industrial Economics*, Vol. 41, No. 4. (Dec., 1993), pp. 335-359.

Grais Wafik, Zheng Kangbin, “Strategic Interdependence in the East-West Gas Trade. A Hierarchical Stackelberg Game Approach”. *POLICY RESEARCH WORKING PAPER 1343*, world bank (1994)

Halpen Jonathan, Rosellon Juan, “Regulatory Reform in Mexico’s Natural Liberalization in the Context of A dominant upstream incumbent”. *POLICY RESEARCH WORKING PAPER 2537*, World Bank (2001)

Juris Andrej, “Development of Natural Gas and Pipeline Capacity markets in the United States”.

*POLICY RESEARCH WORKING PAPER 1897, World Bank (1998)*

Tarr David, Thomson Peter, “The Merits of Dual Pricing of Russian Natural Gas”. *The World Bank* (2003)

Cremer H., Laffont J.-J., 2002, Competition in Gas Markets, *European Economic Review*, vol. 46, 928-935.

Hubert F., S. Ikonnikova, 2002, Strategic Investment and Bargaining Power in Supply Chains: A Shapley Value Analysis of the Eurasian Gas Market, Mimeo.

#### Используемые обозначения:

AT – Австрия

BE – Бельгия

DE - Германия

DK - Дания

ES – Испания

EU – Европейский союз (EU15 – 15 стран европейского союза)

IR - Ирландия

IT – Италия

FI – Финляндия

FR – Франция

LX - Люксембург

PT - Португалия

SW - Швеция

UK – Англия

CZ – Чешская Республика

PL - Польша

HU – Венгрия

$1 \text{ m}^3 = 39 \text{ MJ (GCV)} = 10.8 \text{ kWh}$ .

$1 \text{ kWh} = 3,6 \text{ MJ} = 860 \text{ kcal}$ .

$\text{Kilo} = 10^3 \text{ Mega} = 10^6 \text{ Giga} = 10^9 \text{ Tera} = 10^{12}$

$1 \text{ Mtoe} = 4,2 \cdot 10^{10} \text{ MJ} = 1,07 \text{ млрд.м}^3$