

МОДЕЛИРОВАНИЕ КОНЪЮНКТУРЫ РЫНКА ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЕВРОПЕ

© 2022 **Никитин Никита Александрович**
студент

Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, Россия, Москва
E-mail: nikitarnus@mail.ru

© 2022 **Трегуб Илона Владимировна**

доктор экономических наук, профессор Департамента математики
Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, Россия, Москва

Статья посвящена анализу конъюнктуры рынка природного газа в Европе. В рамках статьи были предложены основные драйверы, влияющие на ценообразование, спрос и предложение природного газа. С помощью эконометрической модели системы одновременных уравнений (COY) была построена модель рынка природного газа и даны интерпретации её коэффициентов с целью определить статистически значимые факторы цены, спроса и предложения. Полученные результаты показывают статистическую значимость таких факторов, как цена на нефть марки Brent, накопленный капитал, цены на СПГ в Азии. В рамках года количество дней отопления и охлаждения не показывает статистической значимости при оценке конъюнктуры рынка природного газа. Полученные результаты позволяют более точно интерпретировать зависимости, а также могут быть использованы в рамках прогнозов цен и структурного дефицита/профицита газа.

Ключевые слова: природный газ, европейский рынок, конъюнктура, ценообразование, система одновременных уравнений, ДМНК

Начало 2022 года ознаменовалось для газового рынка высоким уровнем волатильности и неопределенности для всех участников рынка. В связи с либерализацией рынка газа в ЕС, масштабным развитием поставок СПГ и высокой геополитической напряженностью проблема прогнозирования конъюнктуры рынка газа становится наиболее острой, так как система долгосрочных контрактов уже не может являться бенчмарком ценообразования.[3]

После принятия третьего энергетического пакета странами европейского союза сформировалась точная траектория развития газового рынка континентальной Европы в сторону либерализации и развития конкуренции.[6]

Фактически это означало появление независимых операторов, которые покупали газ у поставщиков на конкурентной основе и при этом имели возможность перепродавать его розничным и оптовым покупателям. Логическим следствием стало появление хабового ценообразования как бенчмарка для цен на природный газ в регионах поставки. Наиболее ликвидными из них являются TTF, NBP, ZEE и др. [2] Данные площадки являются бенчмарками спот цен для производных финансовых инструментов на

крупнейших энергетических биржах EEX, CME, NYMEX. Конкурентное ценообразование «газ-газ» стало постепенно замещать традиционную систему цен, основанную на долгосрочных контрактах с привязкой к нефти и прочим источникам энергии. Согласно исследованию Международной газовой ассоциации лишь 20% продаж имели механизм ценообразования, основанный на нефтяной индексации и около 80% на основании цен на хабах или в привязке к ним. Для сравнения в 2005 году их соотношение было обратным: 20% ценообразование газ-газ и 80% с нефтяной индексацией. [9]

Конкурентное ценообразование открывает пространство для анализа конъюнктурных факторов, которые влияют на спрос и предложение природного газа. При оценке спроса на газ часто используют оценку экономического состояния страны-потребителя газа, выраженную в ВВП или определенных его компонентов. Согласно оценкам IEA около трети потребления газа приходится на промышленность, оставшаяся часть потребляется домашними хозяйствами через потребление электричества и тепла.[7]

Вторым важнейшим фактором является цена, в том числе и энергетических товаров-суб-

ституты, таких как нефть и уголь, которые могут заменить газ в промышленности и электрогенерации. Это особенно касается производства электричества, которое базируется на правилах расчета спарк-спреда, то есть маржинальность производства электроэнергии должна быть положительной на 1 условную единицу потребления газа. Другие участники также могут снизить свое потребление газа, заменив его альтернативными ресурсами или вовсе закрыть производство. Необходимо отметить, что цены газа могут коррелировать с ценами на другие природные ресурсы, так как нефтяная индексация предусмотрена в долгосрочных контрактах.

Температура также является важным условием для оценки динамики цены и объемов спроса, так как большой объем физического потребления газа приходится на домашние хозяйства, которые отапливают в зимнее время или охлаждают дома в летнее время. В качестве косвенного показателя температуры будем использовать кол-во дней обогрева или охлаждения.

Таким образом, функция потребления (Y_t) зависит от следующих факторов:

- 1) Спот-цена природного газа ($GPrice_t$).
- 2) Накопленный объем капитальных инвестиций (Cap_t).
- 3) Цена нефти марки Brent ($POil_t$).

$$\begin{cases} Y_t^d = a_0 + a_1 * GPrice_t + a_2 * Cap_t + a_3 * POil_t + a_4 * HD_t + e_t \\ Y_t^s = b_0 + b_1 * GPrice_t + b_2 * LNG_t + w_t \\ Y_t^d = Y_t^s \end{cases}$$

COY соответствует необходимому условию идентификации. Характеристики системы уравнений:

- 1) Количество экзогенных переменных (k) равно 5, включая (1, $Cap_t, POil_t, HD_t, LNG_t$)
- 2) Количество эндогенных переменных (m) равно 3, включая ($Y_t^d, Y_t^s, GPrice_t$).
- 3) Количество элементов вектора экзогенных переменных, включенных в уравнение: $p_1 = 4$ (1, $Cap_t, POil_t, HD_t$) and $p_2 = 2$ (1, LNG_t)
- 4) Количество элементов вектора эндогенных переменных, включенных в уравнение:

$$y_1 = y_2 = 2(GPrice_t, Y_t)$$

Проверка идентификации уравнений по формуле $k - p_1 \geq y_1 - 1$ для первого уравнения и $k - p_2 \geq y_2 - 1$ для второго уравнения показала, что первое точно идентифицируемо, а второе сверхидентифицируемое.

Так как условия идентификации выполнены

4) Количество дней отопления/кондиционирования (HD_t).

Спрос может быть описано следующим уравнением:

$$Y_t = a_0 + a_1 * GPrice_t + a_2 * Cap_t + a_3 * POil_t + a_4 * HD_t +$$

Благодаря глобализации и упрощению поставок природного газа в форме СПГ европейский рынок активно конкурирует с азиатским рынком как благоприятная точка поставок. [1] Развитие СПГ терминалов в Европе делает поставки более гибкими, что делает поставки в Европу более чувствительными к ценам на азиатских площадках. Если премия цены азиатского рынка к европейскому снижается, то поставщики СПГ более склонны к продаже газа в ЕС, чем в Азию.

Таким образом, функция предложения (Y_t) зависит от следующих факторов:

- 1) Спот-цена природного газа ($GPrice_t$).
- 2) Цена СПГ на азиатских площадках (LNG_t)

Предложение может быть описано следующим уравнением:

$$Y_t = b_0 + b_1 * GPrice_t + b_2 * LNG_t + w_t$$

В результате получаем следующую систему одновременных уравнений (COY):

и второе уравнение сверхидентифицируемое, можно использовать двухшаговый метод наименьших квадратов (ДМНК).

Для оценки уравнений использовались годовые показатели для 27 стран ЕС (за исключением Великобритании) в период с 1995 по 2020 год. Основными источниками являлись базы данных World Bank и Евростата. Ниже представлено описание данных. Необходимо отметить, что часть данных по ценам является набором разных временных рядов, например, цена на природный газ в Европе представлена данными с 1995 по 2015 год – средняя цена на границе, с 2015 по 2020 – средняя цена спота на хабе TTF. Аналогично цены на СПГ в Азии, для которых не существует единого бенчмарка и данные по ценам представляют из себя средневзвешенные цены контрактов CIF (Таблица 1)

Таблица 1. Описание набор используемых данных

Переменная	Ед. изм.	Источник	Описание
Y_t	Bln. cub. m.	Eurostat	За исключением потерь от переработки
$GPrice_t$	\$/MMBtu	World Bank	Среднегодовое, в номинальном выражении (до 2015 импортная цена на границе, после 2015 – спот цена на хабе TTF)
Cap_t	Bln EUR	Eurostat	Среднее, в номинальном выражении
HD_t	days	Eurostat	Включает дни отопления и охлаждения
$POil_t$	\$/MMBtu	World Bank	Среднее, в номинальном выражении
LNG_t	\$/MMBtu	World Bank	Среднее, в номинальном выражении, взвешенная по объему цена CIF

Итоговая система уравнений с основными условиями Гаусса-Маркова для МНК оценки уравнений выглядит следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_t^d = a_0 + a_1 * GPrice_t + a_2 * Cap_t + a_3 * POil_t + a_4 * HD_t + e_t \\ Y_t^s = b_0 + b_1 * GPrice_t + b_2 * LNG_t + w_t \\ Y_t^d = Y_t^s \\ E(\varepsilon_t) = 0; E(w_t) = 0 \\ \sigma(\varepsilon_t) = \text{const}; \sigma(w_t) = \text{const} \end{array} \right.$$

Система может быть представлена в сокращенной форме:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_t^d = a_0 + a_1 * GPrice_t + a_2 * Cap_t + a_3 * POil_t + a_4 * HD_t + e_t \\ Y_t^s = b_0 + b_1 * GPrice_t + b_2 * LNG_t + w_t \\ GPrice_t = m_0 + m_1 * Cap_t + m_2 * POil_t + m_3 * HD_t + m_4 * LNG_t + u_t \\ m_0 = \frac{a_0 - b_0}{b_1 - a_1}; m_1 = \frac{a_2}{b_1 - a_1}, m_2 = \frac{a_3}{b_1 - a_1}, m_3 = \frac{a_4}{b_1 - a_1}, m_4 = \frac{b_2}{b_1 - a_1} \end{array} \right.$$

Используя инструментальную переменную $GPrice_t$ оценим уравнение методом МНК и получим следующие оценки:

$$GPrice_t = 3,2 - 0,001 * Cap_t + 0,15 * POil_t + 0,01 * HD_t - 0,5 * LNG_t + u_t$$

(1,50) (0,55) (5,668) (0,641) (2,607)

Спецификация модели высокого качества: 86% изменений зависимой переменной объясняется независимыми переменными в модели линейной регрессии. Также подтверждается значимое отличие от нуля всех коэффициентов регрессии посредством F-теста на уровнях 1, 5 и 10% значимости. Т-тест подтвердил статистическую значимость оценок независимого коэффициента регрессии, а также для цен на нефть и цен на СПГ на уровне 1,5 и 10% значимости. Коэффициенты переменных «кол-во дней отопления и охлаждения», а также «накопленный

объем капитальных инвестиций».

Интерпретация коэффициентов модели следующая:

- Изменение на 1 млрд EUR накопленного капитала ведет к снижению цены газа на 0,001\$
- Изменение цены нефти на 1\$ ведет к росту цены на природный газ на 0,148\$
- Увеличение на 1 день периода отопления и охлаждения ведет к росту цены на газ на 0,009\$
- Увеличение цены СПГ в Азии на 1\$ ведет к снижению цены на природный газ на 0,497\$

Также были произведены проверки на наличие проблем гетероскедастичности, автокорреляции и мультиколлинеарности:

Таблица 2. Результаты тестирования модели на выполнение условий Гаусса-Маркова

Проблема	Метод	Результат	Интерпретация
Автокорреляция	Durbin-Watson test	Неопределенность	Нет вывода
	Breusch-Godfrey test	Нет автокорреляции	Оценки консистентные
Гетероскедастичность	Goldfeld-Quandt test	Гетероскедастичность	Коэффициенты консистентные, но ско завышены
Мультиколлинеарность	Farrar-Glauber	Нет мультиколлинеарности	Коэффициенты консистентные

Второй шаг основывается на оценках цены, полученных в результате оценки первой модели. Для этого в функции потребления и спроса полагается расчетное значение \widehat{GPrice}_t . Так как для оценки использовались оценочные значения

$$Y_t^d = 189,401 + 33,44 * \widehat{GPrice}_t + 0,05 * Cap_t - 2,69 * POil_t + 0,09 * HD_t + e_t$$

(5,88) (6,25) (3,48) (5,796) (0,51)

Спецификация модели высокого качества: 79% изменений зависимой переменной объясняется независимыми переменными в модели линейной регрессии. Также подтверждается значимое отличие от нуля всех коэффициентов регрессии посредством F-теста на уровнях 1, 5 и 10% значимости. Т-тест подтвердил статистическую значимость оценок независимого коэффициента регрессии, а также для цен на природный газ, капитальных инвестиций и цены на нефть на уровне 1,5 и 10% значимости. Коэффициенты переменных «кол-во дней отопления и охлаждения» остаются статистически незначимыми.

Интерпретация коэффициентов следующая:

- Изменение оценки цены природного газа на 1\$ ведет к увеличению спроса на природный газ на 33,44 млрд. куб. м газа. Этот вывод является контринтуитивным для функции спроса, подразумевающей обратную зависимость между ценой и спросом, однако следует отметить, что рост цены обуславливается ростом спроса и в долгосрочном периоде зависимость не сохраняется.
- Изменение накопленных капитальных инвестиций на 1 млрд \$ увеличивает спрос на 0,05 млрд. куб. м.
- Увеличение цены на нефть ведет к снижению спроса на природный газ на 2,60 млрд куб.м. Данная зависимость может быть экономически объяснена тем, что цена на природный

цены газа, то необходимо использовать скорректированные значения для каждого коэффициента.

В результате оценки второго уравнения получаем следующие результаты:

газ привязана к цене на нефть и определяет стоимость контрактов.

- Увеличение периода отопления и охлаждения на 1 день ведет к росту потребления на 0,09 млрд. куб. м.

Также получаем оценку МНК уравнения предложения:

$$Y_t^s = 357,1 + 15,91 * \widehat{GPrice}_t - 7,46 * LNG_t + w_t$$

(33,48) (6,25) (3,48)

Спецификация модели высокого качества: 56% изменений зависимой переменной объясняется независимыми переменными в модели линейной регрессии. Также подтверждается значимое отличие от нуля всех коэффициентов регрессии посредством F-теста на уровнях 1, 5 и 10% значимости. Т-тест подтвердил статистическую значимость оценок независимого коэффициента регрессии, а также для цен на СПГ в Азии на уровне 1,5 и 10% значимости.

Интерпретация полученных коэффициентов следующая:

- Изменение цены природного газа на 1 \$ ведет к увеличению предложения на природный газ на 15,91 млрд куб. м., что соответствует экономической логике.
- Изменение цены СПГ в Азии на 1\$ ведет к снижению предложения газа в Европе на 7,46 куб. м., что подтверждает гипотезу о конкурентности рынков.

В заключение можно отметить, что данная структурная модель является инструментом для оценки зависимостей между разными факторами, в том числе учитывается влияние международной конъюнктуры в виде конкуренции со стороны СПГ. Была подтверждена зависимость

между макропоказателями цены и объема капитальных инвестиций и спроса на газ, а также сделан вывод о том, что увеличение или уменьшение периода отопления и охлаждения не ведет к статистически значимому изменению цены и спроса на природный газ.

Библиографический список

1. *Дмитриев В.* Перспективы глобализации региональных рынков природного газа / В. Дмитриев. - Мировое и национальное хозяйство: издание МГИМО МИД России. - 2017. - №1 (40). - 14 с.
2. *Мельникова С. И., Геллер Е.И., Митрова Т.А., Кулагин В.А.* / Газовый рынок ЕС: эпоха реформ. - Москва : ИНЭИ РАН-НИУ ВШЭ, 2016. - 92 с. - ISBN 978-5-91438
3. *Стерн Д.* Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее / Д. Стерн. - Экономический журнал ВШЭ, 2008. - №3. - 430 - 456 сс.
4. *Эконометрика и эконометрическое моделирование: учебник / Л. О. Бабешко, М. Г. Бич, И. В. Орлова.* - М: Вузовский учебник: ИНФРА-М, 2018. - 385 с
5. *Эконометрические исследования. Практические примеры: учебник / И. В. Трегуб.* - М: Учебники для вузов. Специальная литература: Лань, 2018. - 164 с.
6. Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC. - OJ L 211. - 14.8.2009. - p. 94. - URL: <https://eur-lex.europa.eu/>
7. IEA (2020), Gas 2020, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/df4b275f-en>.
8. *Heather P.* European traded gas hubs: a decade of change / P. Heather. - The Oxford Institute for Energy Studies. - 2019. - pp. 29 Source: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/European-traded-gas-hubs-a-decade-of-change-Insight-55.pdf>
9. Wholesale Gas Price Survey: A Global Review of Price Formation Mechanisms // International Gas Union, 2021 Source: <https://www.igu.org/resources/global-wholesale-gas-price-survey-2021>