



# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

**6**  
**ВЫПУСК**  
**2018**

— МОСКВА —

## **УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!**

*В центре внимания очередного выпуска «Энергетической политики» принципиально новая ситуация, сложившаяся в последнее время на мировых и региональных энергетических рынках в условиях жесткой политической и экономической конкуренции в газовой сфере в Европе и Северо-Восточной Азии. Особое внимание уделено внешней энергетической политике России с учетом вызовов времени и ее основных направлений развития, изложенных, по сути, в программной статье Министерства энергетики России. Проанализировано современное состояние мировых рынков нефти и угля, рассмотрены актуальные вопросы международного сотрудничества России в сфере электроэнергетики, комплексной оценки энергетической безопасности отдельных регионов мира и др.*

*Редакция журнала надеется, что опубликованные статьи и материалы исследований ведущих российских экспертов будут полезны и интересны не только специалистам, но и широкому кругу читателей, интересующимся вопросами современного развития мировой энергетической системы и международного энергетического сотрудничества.*

## **DEAR READERS!**

*A fundamentally new situation currently existing on global and regional energy markets under fierce political and economic competition in the gas industry of Europe and Northeast Asia is in the focus of the new «Energy Policy» issue. Special attention is paid to the foreign energy policy of Russia taking into account current challenges and its main areas of development essentially described in the policy article of the Russian Ministry of Energy. The modern state of global oil and coal markets is reviewed, the urgent issues of Russia's international cooperation in the power industry, integrated energy security assessment of specific world regions and other topics are considered.*

*The editorial staff of the journal hope that the articles and materials of studies conducted by leading Russian experts will be useful and interesting not only for specialists, but also for a wide audience concerned with the issues related to the modern development of the global energy system and international energy cooperation.*



# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Выпуск **• 6 •** 2018

Издается с 1995 года

## Редакционная коллегия:

**В.В. Бушуев** – д.т.н., профессор, генеральный директор ИЭС, главный редактор

**Н.И. Воронин** – д.т.н. чл.-корр. РАН, научный руководитель ИСЭМ СО РАН, зам. главного редактора

**А.М. Мастепанов** – д.э.н., профессор, зам. директора ИЭС, зам. главного редактора

**В.В. Первухин** – отв. секретарь, к.и.н., ИЭС

**А.И. Громов** – к.э.н., Фонд «Институт энергетики и финансов», директор по энергетическому направлению

**А.Н. Дмитриевский** – д.г.-м.н., академик РАН, научный руководитель ИПНГ РАН

**В.А. Крюков** – д.э.н., чл.-корр. РАН, директор ИЭОПП СО РАН

**В.С. Квон (Won Soon Kwon)** – профессор, Университет международных исследований Ханкук, Р. Корея

**А.А. Макаров** – д.э.н., академик РАН, советник РАН

**О.С. Попель** – д.т.н., зам. директора ОИВТ РАН

**А.А. Михалевич** – д.т.н., академик НАН Беларуси, научный руководитель Института энергетики

**С.М. Сендеров** – д.т.н., зам. директора ИСЭМ СО РАН

**Ю.А. Станкевич** – зам. председателя Комитета РСПП по энергетической политике и энергоэффективности

**Е.А. Телегина** – д.э.н., чл.-корр. РАН, декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

**Ю.К. Шафраник** – д.э.н., председатель Совета директоров ЗАО «МНК «СоюзНефтеГаз»

**А.Б. Яновский** – д.э.н., зам. министра энергетики РФ

Учредители журнала «Энергетическая политика»: ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии», Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Издатель журнала ИЦ «Энергия».

Адрес редакции: 125009, Москва, Дегтярный пер., 9, оф. 011

Телефон ред.: (495) 229-42-41 (доб. 230)

E-mail: ies2@umail.ru; krilov@guies.ru

Web-site: <http://www.energystrategy.ru>

Выходит 6 раз в год

Ведущий редактор **С.И. Крылосов**

Компьютерная верстка **В.М. Шербаков**

Отпечатано в типографии Onebook

Подписано в печать 14.12.2018

Формат 60x84/8

Бумага офсетная. Печать офсетная

Усл. печ. л. 17,44. Уч. изд. л. 18,75

Тираж 500 экз.

Заказ № 29 (67/02-99) ИЭС № 378

Свидетельство о регистрации СМИ  
ПИ № 77-1049 от 04.11.1999 г.

© ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии», 2018  
Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.  
При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.

## С Днем энергетика!

ПОБЕДИТЕЛЬ VII ВСЕРОССИЙСКОГО  
ЖУРНАЛИСТСКОГО КОНКУРСА  
«ЛУЧШАЯ ПУБЛИКАЦИЯ  
ПО ПРОБЛЕМАМ ТЭК РОССИИ 2001 года»



## СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

### НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

### THE NEW SITUATION IN THE WORLD ENERGY MARKETS

- А.Б. Яновский.** Внешняя энергетическая политика России: вызовы времени и вектора развития..... **3**
- А.В. Yanovsky.** Foreign energy policy of Russia: challenges of the time and vector of development
- Е.А. Телегина, Л.А. Студеникина, Д.О. Тыртышова.** Энергетическое противостояние – есть ли общее будущее? ..... **11**
- Е.А. Telegina, L.A. Studenikina, D.O. Tyrtysheva.** Energy opposition – is there any common future?
- А.А. Конопляник.** О конкурентных рынках и антиконкурентном поведении на примере СПГ США против российского трубопроводного газа в Европе ..... **18**
- А.А. Konoplyanik.** On competitive markets and anti-competitive behavior on example of the us LNG against Russian pipeline gas in Europe
- А.А. Курдин, Ю.А. Ершова.** США – «третья сила» в российско-европейских энергетических отношениях ..... **28**
- А.А. Kurdin, Yu.A. Ershova.** The United States are «the third force» in Russian-European energy relations
- А.М. Мастепанов.** Интеграционные процессы в энергетике Северо-Восточной Азии и роль природного газа в их развитии ..... **38**
- А.М. Mastepanov.** Integration processes in the power industry of Northeast Asia and the role of natural gas in their development
- Ко Чжун.** Изменение структуры топливно-энергетического баланса и роль природного газа на примере стран Северо-Восточной Азии..... **58**
- Juyoung Ko.** A change of energy balance structure and the role of natural gas in the Northeast Asian countries

<i>А.И. Громов, Н.А. Иванов.</i> Актуальные вопросы энергетического перехода и его влияния на стратегии развития международных энергетических компаний.....	68
<i>A.I. Gromov, N.A. Ivanov.</i> Topical issues of energy transition and its impact on the development strategies of international energy companies	
<i>В.И. Кириллов, К.В. Понарин, Е.В. Туманова.</i> Драйверы изменения нефтяных цен – спред доходности 10-летних казначейских облигаций США и валюта цены фьючерсного контракта .....	77
<i>V.I. Kirillov, K.V. Ponarín, E.V. Tumanova.</i> Drivers of oil price changes – 10-year US treasury yield spread and futures price currency	
<i>Е.А. Телегина, Г.О. Халова, Н.И. Иллерицкий.</i> Топливо-энергетический комплекс Исламской Республики Иран. Перспективы энергетического сотрудничества Ирана с Россией.....	91
<i>E.A. Telegina, G.O. Khalova, N.I. Illeritskiy.</i> Fuel and energy complex of the Islamic Republic of Iran. Prospects of energy cooperation of Iran with Russia	
<i>Ю.А. Кононов.</i> Анализ зарубежного опыта комплексной оценки состояния энергетической безопасности.....	98
<i>Yu.D. Kononov.</i> An analytical review of the best foreign practices in the comprehensive energy security assessment	
<i>С.М. Сендеров, Н.А. Юсифбейли, В.И. Рабчук, А.М. Гусейнов, В.Х. Насибов, С.В. Воробьев, Г.Б. Гулиев, Е.М. Смирнова.</i> Энергетическая безопасность прикаспийских регионов России и Азербайджана: анализ проблем и пути обеспечения.....	108
<i>S.M. Senderov, N.A. Yusifbeyli, V.I. Rabchuk, A.M. Guseynov, V.Kh. Nasibov, S.V. Vorobyov, G.B. Guliev, E.M. Smirnova.</i> Energy security in caspian sea regions of Russia and Azerbaijan: analysis of problems and ways of support	
<i>В.В. Саенко.</i> Россия на мировом рынке угля: анализ, прогноз и основные проблемы .....	118
<i>V.V. Saenko.</i> Russia on the global coal market: analysis, forecast and key issues	
<i>С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова.</i> Международная политика России в электроэнергетике на современном этапе.....	128
<i>S.V. Podkovalnikov, V.A. Saveliev, L.Yu. Chudinova.</i> International policy of Russia in electric power at the present stage	
<i>А.М. Сумин.</i> Реформирование рынка электроэнергии: опыт Португалии .....	139
<i>A.M. Sumin.</i> Transformation of an electricity market: Portugal's experience	
<i>В.В. Стрелецкая.</i> Будущие лидеры мировой нефтегазовой отрасли встретятся летом 2019 года в Санкт-Петербурге.....	148
Перечень статей опубликованных в журнале «Энергетическая политика» в 2018 году.....	149

УДК 327:620.9 (470+571)

А.Б. Яновский<sup>1</sup>

## ВНЕШНЯЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА РОССИИ: ВЫЗОВЫ ВРЕМЕНИ И ВЕКТОРА РАЗВИТИЯ

*Аннотация.* В статье рассматривается внешняя энергетическая политика России в условиях существующих вызовов в сфере энергетики, связанных с тенденциями ее развития, изменениями на мировых энергетических рынках, ростом протекционизма и политического давления. Анализируются общие направления повышения эффективности как двустороннего, так и многостороннего международного энергетического сотрудничества.

*Ключевые слова:* внешняя энергетическая политика России, мировые энергетические рынки, протекционизм, международное энергетическое сотрудничество.

А.В. Yanovsky<sup>2</sup>

## FOREIGN ENERGY POLICY OF RUSSIA: CHALLENGES OF THE TIME AND VECTOR OF DEVELOPMENT

*Abstract.* The article considers the foreign energy policy of Russia against the background of challenges currently existing in the power industry connected with its development trends, changes on global energy markets, rising protectionism and political pressure. It reviews general trends in increasing the effectiveness of both bilateral and multilateral international energy cooperation.

*Keywords:* foreign energy policy of Russia, global energy markets, protectionism, international energy cooperation.

Энергетика является частью экономики и не может не зависеть от общих мировых трендов в этой сфере. Сегодня мы, по-видимому, стоим на пороге коренных изменений глобального технологического уклада. Такие тенденции, как цифровизация всех основных технологических процессов, широкое внедрение искусственного интеллекта, роботизация, создание «умных» городов и «умных» сетей – меняют мировой энергетический ландшафт, способы производства и потребления энергии. Яркими примерами уже **происходящих изменений в мировой энергетике** могут служить, в том числе:

- добыча сланцевых нефти и газа, прежде всего в США, достигшая, вопреки всем предшествовавшим прогнозам, уровня, оказывающего влияние на балансирование мирового рынка углеводородов;
- быстрорастущее производство сжиженного природного газа (СПГ), постепен-

но преобразующее региональные рынки газа в единый мировой рынок и превращающее природный газ во все более доступный вид топлива (число стран-потребителей за последние 25 лет выросло с 10 до 33);

- стремительное развитие и внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ, в последние годы на них приходится порядка 80% всех инвестиций в электроэнергетику);
- рост объема распределенной генерации. К числу ожидаемых перспективных изменений относятся, в том числе:
- создание эффективных технологий накопления и хранения энергии;
- потенциальное вовлечение в использование обширных мировых запасов газогидратов, способных стать еще одним источником предложения природного газа.

---

<sup>1</sup> Анатолий Борисович Яновский – заместитель министра энергетики Российской Федерации, д.э.н., к.т.н., e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru;

<sup>2</sup> Anatoly B. Yanovsky – Deputy Minister of Energy of the Russian Federation, Doctor of Economics, PhD in Engineering, e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru.

Развитие технологий и снижение себестоимости повысило интерес к ресурсам, находящимся в сложных горно-геологических и климатических условиях, которые ранее считались нерентабельными. К ним, в частности, относятся трудноизвлекаемые запасы и запасы морского шельфа, в том числе в Арктике.

Осознание того, что у человечества имеется достаточно энергоресурсов для перспективного развития, содействовало смене теории «пиковой добычи нефти» (наступление таких пиков прогнозировалось многократно, но unsuccessfully) на концепцию **«пикового потребления нефти»**, конкретная судьба которой тоже, впрочем, неизвестна.

Повсеместно наблюдается стремление стран-потребителей повысить энергоэффективность национальных экономик и снизить **зависимость от импорта энергоресурсов**. Такие тенденции отчетливо проявляются во многих государствах в разных регионах мира, активно развивающих собственную ресурсную базу.

Характерной чертой последнего времени стала и **жесточайшая конкуренция** как между производителями, так и между различными видами энергоресурсов. Производители борются за рынки и сферы влияния (США продвигают свой газ, куда только удается, Ближний Восток и Россия конкурируют за рынок АТР). С начала XXI в. число стран-производителей энергоресурсов удвоилось, мировое предложение нефти увеличилось почти на 20 млн баррелей в сутки, а газа – более чем на 1000 млрд м<sup>3</sup> в год. При этом усиливается влияние на рынок стран-потребителей энергоресурсов: достаточно вспомнить Третий энергетический пакет и другие законодательные инструменты ЕС, активную позицию Японии в отношении импортных цен на газ и стремление КНР к достижению выгодных для себя условий путем диверсификации маршрутов поставки газа.

Согласно последнему базовому сценарию Международного энергетического агентства (ноябрь 2018 г.), к 2040 г. потребление энергии в мире может вырасти на 25% к уровню 2017 г., без намечаемого прогресса в сфере энергоэффективности этот рост мог бы составить 50%.

В соответствии с тем же сценарием, доля ископаемых топлив в мировом энергобалансе

останется преобладающей, сократившись с 81% до 74%. При этом наиболее быстрыми темпами будет расти спрос на электроэнергию (на 60% к 2040 г.), доля которой в конечном энергопотреблении сможет достичь 25% (напомним, что на данный момент около 1 млрд человек – 13% населения нашей планеты – не имеет доступа к электричеству). Изменится география мировой энергетики – ключевую роль в росте спроса сыграют страны Азии и Африки (наибольший абсолютный рост первичного энергопотребления ожидается в Индии и Китае), на сцену выйдут новые потребители, появятся новые рынки сбыта.

В этих условиях **энергетика России** обладает всеми необходимыми предпосылками для использования своих конкурентных преимуществ, к которым относятся богатые природные ресурсы, низкая себестоимость продукции, близость к основным рынкам сбыта, наличие уникальных транспортных маршрутов, технологический потенциал, квалифицированные кадры, а также уже созданная и эффективно функционирующая инфраструктура.

Если говорить о месте нашей страны на внешнем рынке, то по совокупному экспорту топливно-энергетических ресурсов **мы занимаем первое место в мире** (поставки газа – первое место, поставки нефти – второе, поставки угля – третье).

Таким образом, поставки российских энергоносителей уже играют и будут играть существенную, а иногда и ведущую роль в топливно-энергетическом балансе многих стран и в Европе, и в Азии. Несмотря на происшедшее снижение цен на нефть и, как следствие, на газ, ТЭК сохраняет свое значение и для финансово-экономического благополучия России. Внутри страны доля ТЭК в ВВП в 2017 г. составила 22,6%, доля в доходах федерального бюджета – почти 40%, доля ТЭК в экспорте – 59%.

Неудивительно поэтому, что приоритетом внешней энергетической политики России является **сохранение позиций российского ТЭК в глобальной энергосистеме и дальнейшее его развитие**, без чего удержать наше лидирующее положение в условиях быстрых перемен и непрерывного возникновения новых вызовов вряд ли возможно.

Основные принципы **внешней энергетической политики** России включают:

- открытость;
- последовательность;
- безусловное соблюдение норм международного права.

Следуя этим принципам, уже в 2000 г. в разделе внешней энергетической политики одобренной Энергетической стратегии России до 2020 года, в числе приоритетов России были названы: диверсификация направлений российского энергетического экспорта и оптимизация его товарной структуры, а также развитие энергетической инфраструктуры Восточной Сибири и Дальнего Востока и увеличение экспорта энергоносителей в страны АТР. Эти же положения последовательно находили отражение в утвержденных Энергостратегии – 2020 (2003 г.), Энергостратегии – 2030 (2009 г.) и в опубликованном проекте Энергетической стратегии России до 2035 года.

Разумеется, внешняя энергетическая политика России не может остаться в стороне от современных тенденций развития мировой энергетики. По инициативе и при поддержке России в рамках Европейской экономической комиссии (ЕЭК ООН) был запущен проект по исследованию путей **устойчивого энергетического развития** в регионе ЕЭК. Данный проект поддержали также США и Германия – в лице своих исследовательских центров.

Россия поддерживает цели **Парижского соглашения** по климату. Мы вполне отдаем себе отчет о тяжести последствий для планеты, которые это соглашение пытается предотвратить, и активно участвуем в международном сотрудничестве по данной проблематике.

С учетом ужесточающихся международных и российских экологических требований и стандартов, а также насущной необходимости сохранения климата планеты, мы развиваем возобновляемые источники энергии, признавая их полезным и многообещающим дополнением традиционной энергетики. В России силами российских компаний и совместных предприятий создаются объекты ветроэнергетики, фотогальваники, интеллектуальных сетей, имеющих важное значение для перехода к энергетике бу-

дущего. Действуют механизмы поддержки ВИЭ на оптовом рынке. Так, в рамках конкурсных отборов проектов строительства объектов на основе ВИЭ за 2013-2017 гг. отобрано 190 проектов с общей мощностью более 4,25 ГВт и величиной капитальных затрат более 470 млрд рублей.

Известно, что в плане экологических требований топливный баланс российской энергетики уже является одним из самых чистых в мире, а к 2035 г. доля генерации электроэнергии на базе безуглеродных или низкоуглеродных источников может, согласно проекту Энергетической стратегии России, составить почти 90%.

Тематика **энергоэффективности** особенно актуальна для России, где потенциал энергосбережения оценивается в треть энергопотребления, что заставляет нас принимать решительные меры для исправления такого положения вещей. К 2035 г. мы планируем снизить удельную энергоемкость ВВП в 1,6 раза по сравнению с 2014 годом.

Мы активно развиваем взаимовыгодное **международное технологическое сотрудничество** как в сфере ВИЭ, так и в области энергоэффективности. Здесь можно, в частности, упомянуть деятельность российско-японской рабочей группы по энергоэффективности и ВИЭ, российско-германской рабочей подгруппы по энергоэффективности и энергосбережению, российско-британского консультативного комитета по энергоэффективности и возобновляемым источникам энергии, а также конкретные совместные проекты с компаниями разных стран – Дании, Нидерландов, Италии, Японии в сфере ветроустановок и ветропарков; Швеции – в области производства биотоплива и строительства электростанций на «свалочном» газе и многие другие.

Вместе с тем все это не означает отказа от развития традиционных источников энергии, прежде всего природного газа, который в обозримой перспективе останется, по нашему мнению, одним из основных энергоносителей. Мы подчеркиваем **важнейшую перспективную роль природного газа** как одного из наиболее надежных и экологически чистых энергоресурсов, совершенствуем технологии его добычи, транспортировки, хранения и использования.

Мы осознаем неизбежность глобализации рынков газа и развиваем в России производство СПГ, призванного стать весомым дополнением трубопроводным поставкам природного газа и расширить возможности проведения спотовых операций и арбитража поставок. С прицелом на будущее мы изучаем возможности добычи нефти и газа в экстремально суровых условиях Арктики, полагая, что со временем расположенные на Крайнем Севере потенциальные ресурсы станут востребованными. Уверены, что все это явится важным вкладом России в устойчивое развитие мировой энергетики.

**Российские компании** участвуют в значительном числе энергетических проектов во всем мире. Российские компании или совместные предприятия (СП) с существенным их участием действуют в европейских странах, в частности в Австрии, Болгарии, Боснии и Герцеговине, Германии, Греции, Италии, Латвии, Нидерландах, Сербии, Хорватии, Черногории, Чехии, на Кипре. Эти СП связаны, в частности, с нефтепереработкой, добычей углеводородов, созданием подземных хранилищ газа, продажами российского газа и т.п. В Европе реализуются крупнейшие российские проекты «Северный поток – 2» и «Турецкий поток». В Латинской Америке российские компании занимаются разработкой месторождений и добычей нефти в Боливии, Бразилии, Венесуэле, на Кубе и в Мексике. В Китае, Вьетнаме и Индии наши инвестиции направлены на строительство НПЗ, разведку и добычу нефти и газа. На территории СНГ российские компании осуществляют поставки природного газа в Армению, Белоруссию, Казахстан, Киргизию и Молдову, участвуют в переработке нефти в Белоруссии, геологоразведке и освоении месторождений, добыче нефти и газа (Казахстан), строительстве электростанций и производстве электроэнергии (Армения, Казахстан, Молдавия, Узбекистан); поставляют и реализуют нефтепродукты (Киргизия и Таджикистан).

С другой стороны, крупнейшие мировые энергетические компании, такие как Total, Shell, E.ON, BP, Statoil, OMV и др. активно инвестируют в предприятия ТЭК России, занимающиеся геологоразведкой, разработкой месторождений нефти и газа, добычей. Exxon, Shell, Mitsui и Mitsubishi участвуют в производстве СПГ в

рамках проектов Сахалин-1 и Сахалин-2, E.ON, Enel, Fortum и др. – в электроэнергетике. Важно при этом, что зарубежные инвесторы участвуют в капитале и функционировании крупнейших российских нефтегазовых и энергетических компаний.

Мы считаем важнейшей задачей обеспечение **международной энергетической безопасности**, о чем говорили еще в 2006 г. на Санкт-Петербургском саммите Группы восьми. Ее существенными составляющими являются: наличие достаточных объемов энергоресурсов, доступных по приемлемым ценам; готовность транспортной инфраструктуры обеспечить их доставку потребителям; открытость развитых и рационально регулируемых энергетических рынков. Со своей стороны мы готовы предложить нашим партнерам и энергоносителям в объемах, покрывающих их любые разумные потребности, и свое участие в создании необходимой транспортной инфраструктуры. Так мы всегда поступали на традиционных для России европейских рынках, то же самое предпринимает и на восточном направлении.

Примерами таких крупных реализуемых в настоящее время проектов, ориентированных в западном направлении, являются, в частности, «Северный поток – 2» и «Турецкий поток».

Проект «Северный поток – 2» представляет собой аналог «Северного потока», его производительность составляет те же 55 млрд м<sup>3</sup> в год, протяженность и трассы обеих газотранспортных систем близки друг к другу. Таким образом, суммарная производительность обоих «Северных потоков» достигнет 110 млрд м<sup>3</sup> в год. Планируемый срок ввода газопровода в эксплуатацию – четвертый квартал 2019 года. Практически одновременно с этим планируется ввести в эксплуатацию газопровод Eugal (протяженностью 480 км и мощностью 55 млрд м<sup>3</sup> в год) – сухопутное продолжение «Северного потока – 2» до границы Германии и Чехии.

Проект «Турецкий поток» представляет собой систему из двух газопроводов: производительность каждой нитки составит 15,75 млрд м<sup>3</sup> в год. По первой нитке газ пойдет потребителям Турции, вторая предназначена для поставок российского газа в страны Южной и Юго-Восточной Европы. Плановый срок окончания проекта



– четвертый квартал 2019 г. (строительство глубоководной части завершено в ноябре 2018 года). В настоящее время прорабатываются возможные варианты продолжения сухопутной транзитной нитки газопровода «Турецкий поток» на территории ЕС. Одним из вариантов является создание мощностей для транспортировки газа от границы Турции через территории Болгарии, Сербии, Венгрии и Австрии до п. Баумгартен, другим – маршрут через Грецию в Италию. И «Северный поток – 2», и «Турецкий поток» являются фактически **нашим вкладом в будущую энергетическую безопасность Европы**, но, к сожалению, не все наши партнеры это понимают.

Крупными реализуемыми в настоящее время проектами, ориентированными в восточном направлении, являются, в частности, газопровод «Сила Сибири» и расширение пропускной способности трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО). Проект «Сила Сибири» предусматривает поставку природного газа из России в Китай на протяжении 30 лет (мощность газопровода – 38 млрд м<sup>3</sup> газа в год). Срок начала подачи российского природного газа в китайскую газотранспортную систему – декабрь 2019 года. Реализация проекта будет осуществляться в несколько стадий. На первой стадии предполагается строительство магистрального газопровода от Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) до границы с Китаем. На второй – сооружение газопровода от Ковыктинского газоконденсатного месторождения до Чаяндинского НГКМ.

**Проект расширения ВСТО** предусматривает увеличение в период до 2020 г. пропускной способности ВСТО-1 (включает участок трубопровода Тайшет – Сковородино и спецморнефтепорт Козьмино) до 80 млн т в год, ВСТО-2 (включает трубопровод Сковородино – Хабаровск – Козьмино и развитие спецморнефтепорта Козьмино) – до 50 млн т в год, а также реконструкцию магистральных нефтепроводов, по которым осуществляется транспортировка нефти из Западной Сибири в направлении Тайшета.

Россия уверенно строит новые мощности на растущем рынке СПГ, и в случае реализации всего потенциала страна станет одним из мировых

лидеров по его экспорту, заняв 15-20% мирового рынка. В связи с этим нельзя не упомянуть **проект «Ямал СПГ»**. Торжественный запуск первой технологической линии завода СПГ мощностью до 5,5 млн т в год состоялся 8 декабря 2017 года. Вторая линия запущена в августе 2018 года. С начала запуска проекта «Ямал СПГ» отгружено более 4,5 млн т СПГ. Выход на полную мощность запланирован на декабрь 2018 года. 19 июля 2018 г. в китайский порт прибыл первый танкер с проекта «Ямал СПГ», кстати сказать, газ с проекта импортировался и в США.

Еще одним проектом в данной сфере является строительство **терминала по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк**. Основной целью строительства нового терминала является производство СПГ для бункеровки судов в акватории Балтийского моря, а также поставка небольших партий СПГ в страны Балтийского региона и Калининградскую область. Перспективная мощность терминала составляет 1,8 млн т в год, из них с планируемой датой ввода в 2019 г. – 0,66 млн т в год, в 2021 г. – 1,14 млн т в год.

Мы считаем, что на современном этапе **пора перейти от лозунгов безопасности поставок или безопасности спроса к обеспечению безопасности рынков**. Безопасность рынков мы понимаем как такое положение вещей, которое признается всеми участниками рынка приемлемым до такой степени, что никто из них не намерен прибегать к решительным действиям для его изменения. Успешным примером такого рода сотрудничества может служить действующая в настоящее время широкая договоренность производителей нефти, уже два года предохраняющая мировые рынки нефти от значительных колебаний цен.

Трудно переоценить также значение **правил регулирования энергетических рынков**. Они должны способствовать развитию рынков, а не создавать искусственные трудности или привилегии тем или иным игрокам. В течение примерно десяти последних лет Россия, как крупнейший экспортер газа в страны Европы, ведет достаточно трудный диалог с Евросоюзом по вопросам регулирования рынка газа, находя действующие и быстро изменяющиеся положения регулирования в определенной степени дискриминационными. Мы считаем их несправедливыми по

отношению и к экспортерам газа в ЕС, и к производителям газа, стремящимся к расширению газотранспортной инфраструктуры ЕС, в том числе за счет собственных инвестиций. От готовности сторон прийти к разумному компромиссу по этому кругу вопросов существенно зависит будущее газоснабжение стран Евросоюза.

Несмотря на наши неоднократные предложения о возобновлении **Энергодиалога Россия – ЕС**, Еврокомиссия, приостановившая его в одностороннем порядке еще в 2014 г., никаких шагов навстречу нам не сделала. Встречи высокого уровня носят эпизодический характер и пока не ведут к каким-либо серьезным договоренностям. Более ли менее регулярные контакты сохранились только на экспертном уровне, чего, конечно, недостаточно для решения действительно важных вопросов.

При этом надо понимать, что ни мы, ни наши партнеры не «приговорены» к сотрудничеству – у всех его участников могут быть альтернативные варианты, и это нормально. Например, при желании (здесь мы не говорим об экономической целесообразности) отдельные европейские страны могут заместить российскую нефть и нефтепродукты аналогичными продуктами из Саудовской Аравии, Катара, Бахрейна, Алжира, Египта; российский природный газ потенциально может быть замещен газом из США и азиатских стран, а уголь – поставками из Колумбии, ЮАР, Австралии и США. Точно так же Россия может дополнительно диверсифицировать свои поставки энергоресурсов.

С сожалением приходится констатировать, что в последние годы Россия сталкивается с протекционизмом и **беспрецедентным политическим давлением**, проявляющимся в ограничениях на инфраструктурные проекты, финансовых и секторальных санкциях, ограничивающих инвестиции, передачу технологий, участие в финансировании и капитале проектов с российским участием. Все это мы считаем элементами недобросовестной конкуренции. Такая ситуация, естественно, подталкивает Россию к новым решениям – в частности к таким как сближение с новыми партнерами, реализация политики импортозамещения, использование новых финансовых институтов и инструментов, развитие аналитического сотрудничества с

международными организациями и крупнейшими развивающимися государствами. В будущем Россия продолжит не только усиливать свои позиции на рынках первичных энергоресурсов, но и развивать **экспорт энергетических технологий – как в традиционных, так и в новых направлениях**. Отметим, что благодаря санкциям, у нас появились собственные разработки во многих областях. При этом в рамках программы импортозамещения мы ставим задачу не только выпускать, но и продавать нашу продукцию за рубеж.

На что же направлен главный **«санкционный удар»**? Как ясно из предыдущего, важнейшими показателями эффективности внешней энергетической политики России являются: доля в мировом энергетическом балансе российских топливно-энергетических ресурсов, направляемых на мировые рынки; участие наших компаний в реализации энергетических проектов за рубежом; объем иностранных инвестиций в проекты, осуществляемые на территории России. И именно на ухудшение каждого из этих показателей, то есть на **снижение конкурентоспособности России** прямо и непосредственно направлены произвольные, необоснованные санкции США, относящиеся к сфере энергетики.

Очевидно, таким образом США продвигают на европейские рынки свой СПГ, который **не выдерживает честной конкуренции** с более дешевым трубопроводным российским газом. Подобные меры представляются неприемлемыми, причем не только нам, но и правительствам целого ряда государств-членов ЕС, особенно тех, чьи энергетические компании связывают свои деловые интересы с импортом газа из России или созданием соответствующей сетевой инфраструктуры.

Хочу подчеркнуть, что **намеченных целей такие действия не достигают**. В частности, за последние годы поставки российского газа устойчиво росли, причем 2017 г. был наиболее успешным. В прошлом году доля российских поставок в мировом экспорте газа составила 19,5%. В импорте государств-членов ЕС доля российских поставок газа достигла 36,0%; кроме того, как ожидается, в 2018 г. будет установлен новый рекорд объемов поставок российского газа в Европу – около 200 млрд м<sup>3</sup> в год.

В целом лучший ответ на указанное давление – дополнительное **повышение эффективности российской внешней энергетической политики**, выверенности и последовательности шагов по развитию международного энергетического сотрудничества – как на двустороннем, так и на многостороннем треке.

Поэтому одним из ключевых для нас и наших партнеров становится вопрос о том, **на какую совместную перспективу будущего сотрудничества мы нацеливаемся, что готовы отстаивать, как именно собираемся двигаться дальше по этому пути?**

В этой связи был бы разумен определенный «реинжиниринг» процессов двустороннего энергетического сотрудничества, нацеленный на повышение его глубины, масштабности и «выживаемости» даже не в самых благоприятных внешних условиях, в том числе путем:

- задействия более существенного **потенциала сотрудничества**, связанного с синергией имеющихся и совместным приобретением новых компетенций в сфере развития ТЭК – прежде всего технологического и направленного на переход к устойчивой энергетике будущего (включая глубокую переработку энергоресурсов с существенным повышением их добавленной стоимости);
- **расширения рынка реализации** совместных энергетических проектов за счет третьих стран (прежде всего евразийских), широкого подключения сфер образования и профессиональной подготовки к передовым технологическим проектам, ускоренного перехода от пилотных к промышленным проектам (в том числе в области энергоэффективности);
- широкого использования **механизмов «мягкой силы»** в ходе открытого продвижения, общественно значимой и взаимовыгодной реализации проектов энергетического сотрудничества.

Необходимость совершенствования многостороннего сотрудничества может быть проиллюстрирована на примере важной для нас стратегической задачи – **строительства Евразийского экономического союза (ЕАЭС)**. В этой связи мы считаем приоритетным сопряжение

строительства ЕАЭС с крупнейшей китайской инициативой «**Один пояс, один путь**». Но такое сопряжение, выполнение ЕАЭС определенной интегрирующей роли в формировании и реализации многосторонних проектов, объективно требует развития механизмов многостороннего сотрудничества, учета существующей в регионе и в мире конкурентной среды.

При этом с точки зрения энергетики речь может идти прежде всего о реализации **крупных инфраструктурных проектов** – расширении железнодорожных и портовых мощностей в целях увеличения поставок энергоносителей, строительстве межгосударственных линий электропередачи и трубопроводов и др. Общие принципы формирования таких взаимовыгодных проектов, несмотря на различия исходных позиций участников, понятны:

- во-первых, независимо от форм и конкретного содержания сотрудничества, главная задача – **оптимально использовать возможности каждого государства** для реализации международных энергетических проектов с целью максимального удовлетворения потребностей национальных экономик и региональных экономических объединений в современных энергоресурсах.
- во-вторых, каждая из стран-участниц должна извлекать дополнительную пользу от совместной деятельности, получая **новейшие технологии**, приобретая передовой опыт развития, повышая **квалификацию национальных инженерно-технических кадров**. При этом все страны вправе **оптимизировать свой топливно-энергетический баланс**, добываясь в нем предпочтительного сочетания любых видов энергоресурсов: возобновляемых, атомной энергии, гидроресурсов и, разумеется, углеводородных.
- в-третьих, проекты должны удовлетворять всем требованиям **обеспечения международной энергетической безопасности**, в частности, осуществляться в привязке к мировым центрам роста, способным гарантировать высокий спрос на энергоресурсы.

Если говорить о механизмах сотрудничества, приоритетным, на наш взгляд, является развитие многосторонних площадок сотрудничества, построение его (многосторонних же) дорожных карт.

При этом важную роль могут сыграть инфраструктурные институты развития, такие как Евразийский банк развития, Азиатский банк инфраструктурных инвестиций, Межбанковское объединение в рамках Шанхайской организации сотрудничества (МБО ШОС) или Новый банк развития БРИКС, которые уже реализуют ряд проектов в сфере энергетики на территории стран региона.

Нельзя забывать и о глобальных платформах, имеющих сильное присутствие на евразийском пространстве, например таких, как Международный энергетический форум (МЭФ), объединяющий более 70 стран-потребителей и производителей энергоресурсов.

Важнейшую роль призваны сыграть механизмы многостороннего сотрудничества и в реализации инициативы создания большого Евразийского партнерства. Идея заключается в формировании экономического партнерства на принципах равноправия, транспарентности и учета взаимных интересов между странами ЕАЭС, ШОС и АСЕАН. Партнерство должно

базироваться на взаимном уважении различных национальных моделей развития, быть разноскоростным и разноуровневым, обеспечивать новое качество взаимосвязанности и сопряжение с другими многосторонними интеграционными форматами, а также быть открытым для подключения всех заинтересованных государств Азии и Европы.

Резюмируя, хочу еще раз подчеркнуть, что и у России, и у международного энергетического сообщества в целом есть все возможности сохранить и упрочить многолетний опыт жизненно важного, **устойчивого и взаимовыгодного энергетического сотрудничества**, несмотря на все дестабилизирующие факторы. Для этого требуется **конструктивное совместное видение энергетического будущего**, которое должно быть:

а) **позитивным** (не несущим угроз никому из участников процесса);

б) **перспективным** (дающим стратегическое, а не сиюминутное разрешение ситуации);

в) **устойчивым** (выдерживающим испытания временем).

Именно с реализацией такого подхода связаны главные вектора развития российской внешней энергетической политики в рамках как двустороннего, так и многостороннего энергетического сотрудничества.

Поступила в редакцию  
20.11.2018 г.

УДК 339.545 (100)

Е.А. Телегина, Л.А. Студеникина, Д.О. Тыртышова<sup>1</sup>

### ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ПРОТИВОСТОЯНИЕ – ЕСТЬ ЛИ ОБЩЕЕ БУДУЩЕЕ?

*Аннотация.* В настоящее время мировой энергетический рынок сталкивается с новыми вызовами. Помимо торговых войн и нарастания протекционистских настроений во многих ключевых регионах потребления углеводородов, поступающих из стран Ближнего Востока и России, выход США из многостороннего соглашения по Ирану и новые санкции на экспорт иранской нефти создают дополнительное давление на настроения покупателей, особенно в азиатском регионе.

*Ключевые слова:* мировой энергетический рынок, Россия, США, Китай, Иран, санкции.

Е.А. Telegina, L.A. Studenikina, D.O. Tyrtysheva<sup>2</sup>

### ENERGY OPPOSITION – IS THERE ANY COMMON FUTURE?

*Abstract.* Currently, the global energy market faces new challenges. Besides trade wars and rising protectionist sentiments in many key regions consuming hydrocarbons supplied from Middle East countries and Russia, the United States withdrawal from the multilateral agreement with Iran and new sanctions on Iran oil exports create additional pressure on buyers' sentiments, especially in the Asia region.

*Keywords:* global energy market, Russia, United States, China, Iran, sanctions.

В начале ноября 2018 г. США официально ввели новые санкции против Ирана, которые запрещают экспорт иранской нефти, ограничивают операции с Центробанком Ирана и компаниями, страхующими танкеры, а также затрагивают работу портов, судоходных и судостроительных компаний. При этом под угрозой вторичных санкций оказываются все, кто торгует с Ираном нефтью и работает с его банковской системой [1].

Экспорт нефти из Ирана в 2017 г., по расчетам ОПЕК, был равен 12% ВВП. После объявления в мае 2018 г. о выходе США из договоренности по ядерной программе Ирана и введении

осенью санкций уже к ноябрю многие компании и страны сократили или полностью свернули закупки иранской нефти (рис. 1). В результате среднесуточная нефтедобыча в Иране сократилась с 3,8 млн баррелей в мае до 3,3 млн баррелей в начале октября. По текущим ценам это означает, что Иран недополучает около 1 млрд долл. в месяц.

США предоставили временное разрешение на закупки иранской нефти восьми странам – Греции, Индии, Италии, Китаю, Тайваню, Турции, Южной Корее и Японии [3]. Китай и Индия являются крупными потребителями иранской нефти и вряд ли намерены полностью прекратить импорт под американским давлением.

---

<sup>1</sup> Елена Александровна Телегина – декан факультета международного энергетического бизнеса, чл.-корр. РАН, д.э.н., профессор, *e-mail:* meb@gubkin.ru;

Людмила Алексеевна Студеникина – доцент кафедры стратегического управления ТЭК факультета международного энергетического бизнеса, к.э.н., *e-mail:* meb@gubkin.ru;

Диана Олеговна Тыртышова – ассистент кафедры стратегического управления ТЭК факультета международного энергетического бизнеса, *e-mail:* meb@gubkin.ru;

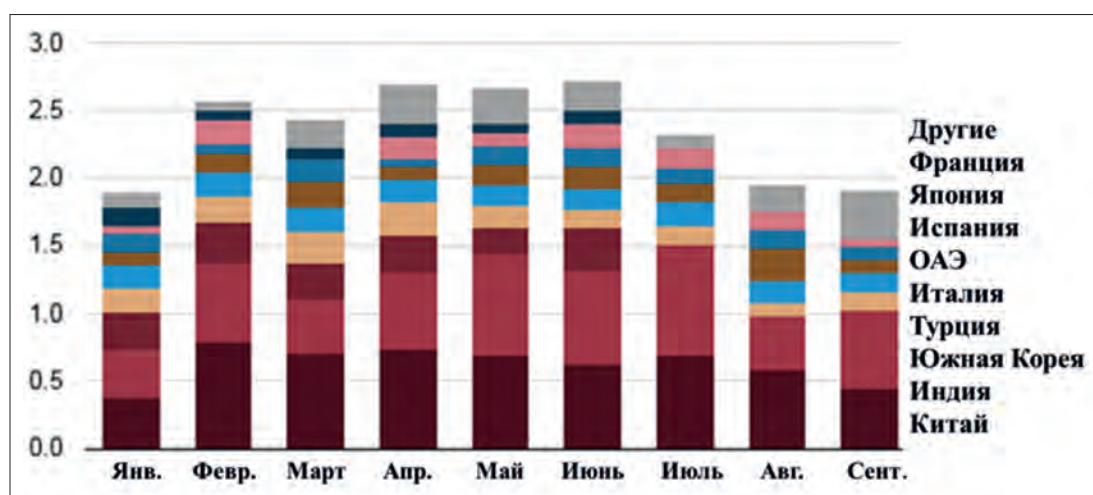
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина.

<sup>2</sup> Elena A. Telegina – Dean of the Faculty of the International Energy Business, Corresponding Member of the RAS, Doctor of Economics, Full Professor, *e-mail:* meb@gubkin.ru;

Lyudmila A. Studenikina – Associate Professor of the Department of Strategic Management of the Fuel and Energy Complex at the Faculty of the International Energy Business, PhD in Economics, *e-mail:* meb@gubkin.ru;

Diana O. Tyrtysheva – Assistant Professor of the Department of Strategic Management of the Fuel and Energy Complex at the Faculty of the International Energy Business, *e-mail:* meb@gubkin.ru;

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University).



Источник: [2].

Рис. 1. Экспорт сырой нефти из Ирана по странам, 2018, млн баррелей/день

В сложившейся конфигурации нефтяного рынка, где сланцевая нефть из американских месторождений продолжает играть роль единственного балансира нефтяной цены, а соглашение ОПЕК+ помогает лишь сохранять доли рынка для трех крупнейших производителей, фокус американского влияния смещается с достаточно устойчивой структуры нефтяной добычи на превращающийся в глобальный газовый рынок (рис. 2).

Именно на газовом рынке американские интересы начинают проявлять себя достаточно

явно и продвижение этих глобальных интересов все более массированно сопровождается беспрецедентным политическим давлением на страны-потребители российского газа на европейском экономическом пространстве (рис. 3).

Глобальная конкуренция между магистральным трубопроводным газом и СПГ приобретает на европейском рынке характер политически ангажированных политических решений, не имеющих экономической логики и идущих в разрез с интересами потребителей.



Источник: [2].

Рис. 2. Крупнейшие страны-производители нефти в 2018 году, млн баррелей/день

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ



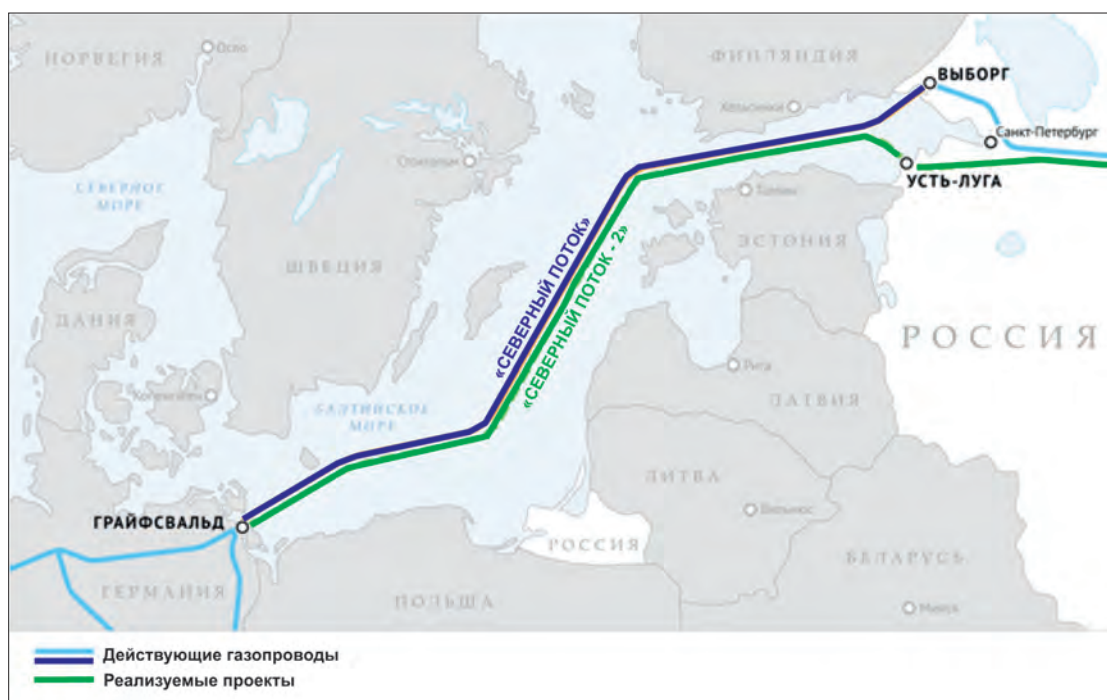
Источник: МЭА, Евростат, ПАО «Газпром».

Рис. 3. Структура импорта газа Европой в 2017 г., млрд м³

Так, проект «Северный поток – 2», который был предложен как альтернатива украинскому транзиту после обострения политических противоречий между Россией и Украиной вслед-

ствие вмешательства со стороны американских и европейских политических сил в украинский выбор пути развития 2014 г., получил поддержку всех крупных энергетических компаний-игроков европейского энергетического рынка как проект, снимающий долгосрочные транзитные риски для российского газа в Европу, и обеспечивающий энергетическую безопасность на континенте.

В настоящее время проект общей стоимостью более 9,5 млрд евро уже профинансирован наполовину – к июню 2018 г. ПАО «Газпром» и его партнеры (ENGIE, OMV, Shell, Uniper and Wintershall) инвестировали 4,8 млрд евро. Строительство также вступило в заключительную стадию – ведется укладка морских участков газопровода в Финском заливе и у побережья Германии. При этом многие крупные участники «Северного потока – 2» под угрозой американских санкции могут заморозить свое присутствие в проекте или даже выйти из него, что накладывает на Россию дополнительные риски и расходы, не предусмотренные в этом дорогом геостратегическом проекте. Однако в ПАО «Газпром» уверены, что строительство будет завершено в любом случае.



Источник: ПАО «Газпром».

Рис. 4. Проект «Северный поток – 2»

За последние годы ПАО «Газпром» успешно укрепляет свои позиции на европейском рынке посредством диверсификации механизмов поставки газа. Еще несколько лет назад компания начала повышать гибкость своих контрактов, увеличивая долю привязки к спотовому механизму ценообразования. Следуя в мировом тренде либерализации энергетики, Россия создает новые механизмы повышения ликвидности и прозрачности газовых рынков, предполагающих снижение срочности поставочных контрактов и более гибкое удовлетворение потребительского спроса. С 2014 г. запущена торговля газом на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ). Несмотря на достаточно короткий промежуток времени удалось существенно увеличить товарные объемы на бирже и расширить перечень инструментов, находящихся в обращении. В 2015-2016 гг. «Газпром» протестировал новый механизм экспортных аукционов на краткосрочную поставку газа, который, по словам его руководителей, органично дополнил систему долгосрочных экспортных контрактов и позволил продавать дополнительные объемы газа европейским потребителям.

А в сентябре 2018 г. «Газпром экспорт» начал использовать биржевые технологии в экспорте газа в Европу. Уже в ноябре, по данным ООО «Газпром экспорт», суммарный объем проданного через электронную торговую платформу (ЭТП) газа составил 1015,2 млн м<sup>3</sup>. Из них около 70 млн м<sup>3</sup> предлагалось к доставке в октябре, 477 млн и 492 млн м<sup>3</sup> – максимальные объемы с доставкой в ноябре и декабре соответственно. Клиентам на выбор было дано несколько точек, до которых гарантируется доставка газа: Gaspool VP, NetConnect Germany и Вайдхаус в Германии, Баумгартен или Оберкаппель в Австрии и VTP Slovakia [4].

Для организации международных биржевых операций с природным газом на территории России имеются экономические и политические предпосылки. На европейском направлении – возможности Третьего энергетического пакета, открывающего доступ к оптовым рынкам, и снижение газовой напряженности в отношениях с ЕС. По мнению представителей компании «Газпром экспорт», этот инструмент позволит

усовершенствовать взаимодействие с покупателями российского газа в Европе, сделав механизм продажи газа еще более эффективным. Кроме того, эта платформа станет дополнительным способом оптимизации поставок газа.

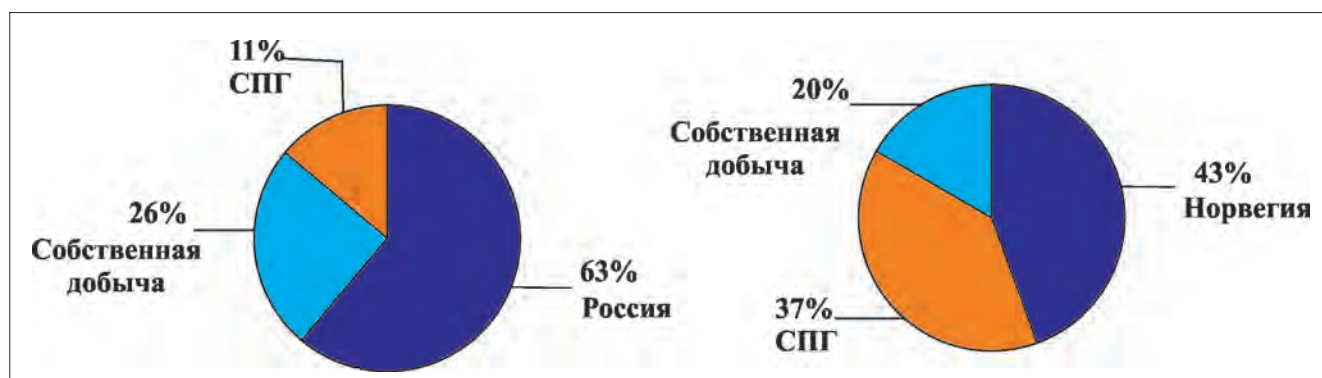
Выход «Газпрома» на оптовые рынки позволяет извлечь существенную маржу, которую сейчас получают европейские компании-импортеры газа. В феврале этот потенциал биржевого экспорта из РФ составил 25 долл./тыс. м<sup>3</sup> за счет разницы цен на границе с Германией (рынок импортера) и цен оптового рынка. Также сам по себе газовый трейдинг за счет оптимизации портфеля потенциально может принести около 4,7 долл./тыс. м<sup>3</sup> дополнительного дохода. Таким образом, развитие российской биржи следует в русле основных мировых трендов биржевой торговли газом, и российские электроэнергетические и газовые предприятия обладают значительным потенциалом повышения эффективности, особенно в плане увеличения гибкости продаж и более активной экспансии в сектор организованной краткосрочной торговли.

В свою очередь, США продолжают последовательно осуществлять ту стратегию, которая была выбрана много лет назад с целью продвижения глобальных экономических интересов политическими методами. Вторжение в Ирак в 2003 г. положило начало эскалации нефтяных цен и создало предпосылки развития сланцевых проектов, превратившие за последующие 10 лет американскую экономику из импортоориентированной в энергоизбыточную с потенциалом экспорта СПГ на международный рынок. Сегодня фокус политического давления американской администрации сосредоточен на ключевых странах-потребителях российского газа в Европе. Так, немецкий канцлер А. Меркель стойко сопротивлялась попыткам Б. Обамы заставить Германию отказаться от участия в продолжении строительства второй очереди морского газопровода «Северный поток – 1». Однако в октябре 2018 г. под прямым давлением президента Трампа она неожиданно заявила, что Германия готова поддержать строительство терминала по регазификации на севере Германии стоимостью более 500 млн евро.

Другим примером политических методов продвижения своих интересов стал подписан-



## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ



Источник: [5].

Рис. 5. Газовый баланс Польши в 2017 и 2022 годах

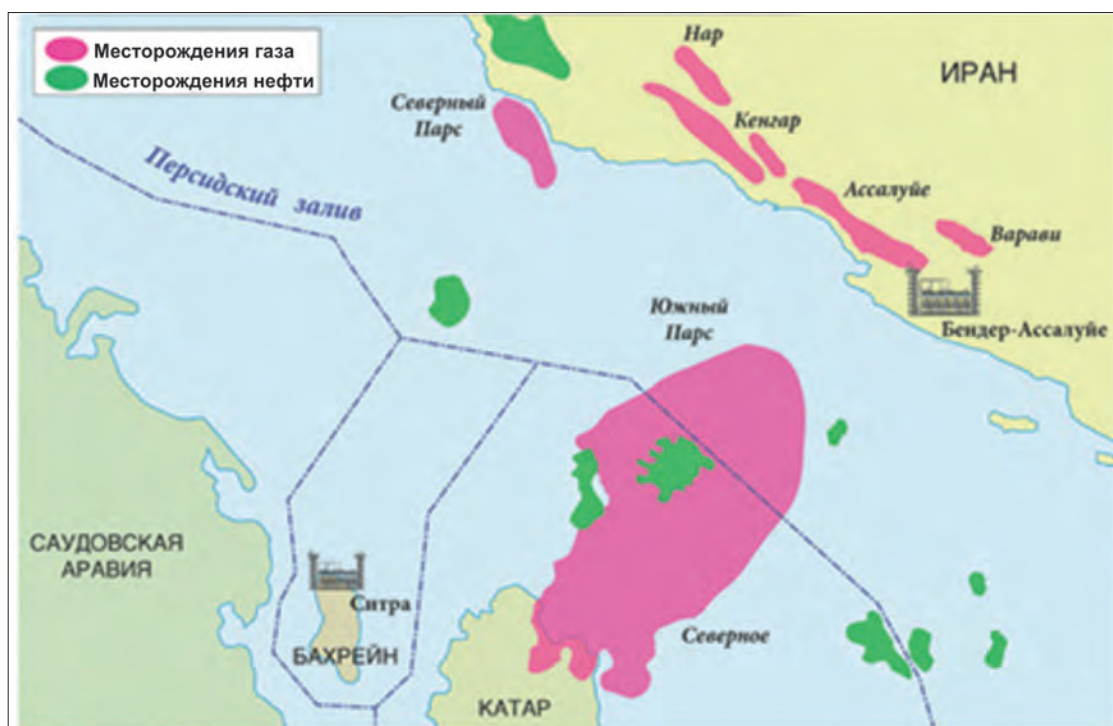
ный правительством Польши контракт на покупку американского СПГ сроком на 20 лет. Польша является одной из восточноевропейских стран, где поставки российского газа обеспечивают почти 70% внутреннего потребления. Польша ежегодно потребляет около 17 млрд м<sup>3</sup> газа. В 2017 г. 63% (10,47 млрд м<sup>3</sup>) импорта пришлось на Россию (по долгосрочным договорам, действующим до 2022 г.) и 0,097 млрд м<sup>3</sup> – на СПГ из США. С 2022 г. Польша планирует перейти на норвежский газ, заменив им российский, а также закупать американский СПГ [5].

Как уже отмечалось выше, в 2018 г. государственная энергетическая компания Польши PGNiG подписала 5-летний контракт с американской компанией Cheniere Energy Inc. на покупку СПГ (из терминала Sabine Pass в Луизиане) и 20-летний контракт с U.S. Venture Global LNG, по которому Польша будет получать 2 млн т американского СПГ с 2022 года. При этом руководители польской энергетической компании публично заявили, что стоимость СПГ с восточного побережья США будет ниже российской. «Польша будет покупать газ в США на четверть дешевле, чем у России», – заявил председатель правления польской энергетической компании PGNiG П. Возняк. Самые простые экономические расчеты показывают, что такое возможно только в случае практически нулевой себестоимости затрат компании Sheniere Energy – поставщика СПГ в Европу – и практического отсутствия налогов, включая затраты на получение лицензий, для американских продавцов СПГ. Очевидно также, что не учитывается стоимость фрахта, страхования и регазификации, что может добавить до 30%

к контрактной цене. Таким образом, цена газа будет не слишком привлекательна для польского рынка. В этом случае Польша рассчитывает на перепродажу газа на азиатском рынке, скорее всего в Китай. Также Польша стремится стать потенциальным газовым хабом для стран Прибалтики и Восточной Европы с их традиционно сложными отношениями с «Газпромом».

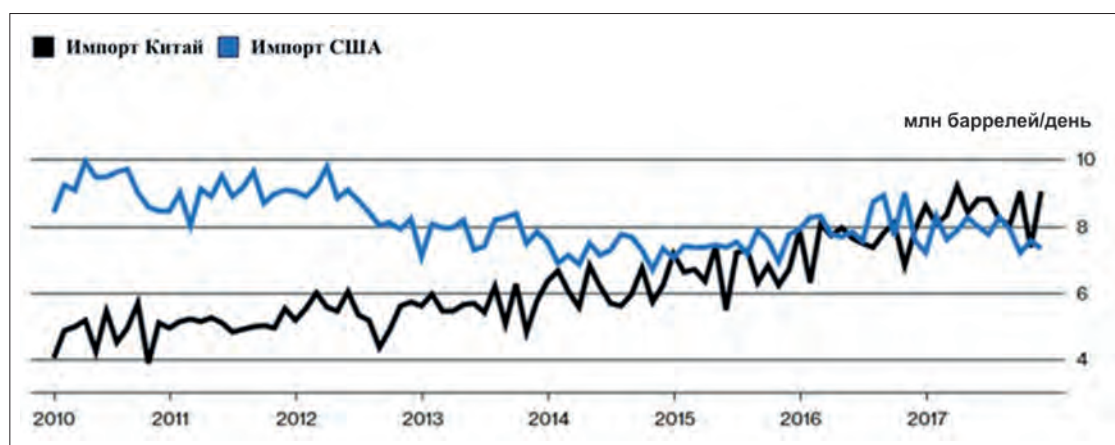
Двойные стандарты начинают широко применяться в традиционно рыночной среде, нарушая правила международной торговли, где минимальные затраты гарантируют устойчивый спрос и фиксированную или растущую долю рынка. Попытки оторвать важных экономических партнеров на сложившемся рынке от России политическими методами давления создают очередной прецедент политического конфликта, который может углубляться и, вопреки экономической логике, привести к осложнению отношений между крупными покупателями российского газа и нашей страной. Отношения с этими странами и так претерпевают значительные испытания вследствие взаимных санкций и такие сложности, безусловно, усугубляют накопившиеся противоречия и взаимное недоверие, играя на руку американским интересам.

Следующим важным игроком на газовом рынке становится Иран, обладающий крупнейшими запасами газа в месторождении Южный Парс, которое является частью огромного газового депозита, заходящего на территории Катара и Саудовской Аравии под названием Северное. Не дать этим запасам выйти на рынок, особенно европейский, – задача энергетической геополитики США (рис. 6).



Источник: [6].

Рис. 6. Карта размещения месторождения Северное / Южный Парс



Источник: China's General Administration of Customs, US EIA.

Рис. 7. В 2017 г. Китай стал крупнейшим импортером нефти, опередив США

Ограничение Ирана санкциями является неотъемлемой частью американской стратегии и не оставляет иллюзий по поводу возможного урегулирования политической ситуации на Ближнем Востоке. В этих условиях Россия будет вынуждена играть активную роль в регионе, пытаясь утвердить свою позицию на энергетическом рынке и обеспечить эффективную экспортную стратегию на долгосрочную перспективу.

Безусловным бенефициаром политического противостояния на энергетических рынках является Китай, который в силу своей политической мощи может позволить себе навязывать свои условия крупнейшим игрокам и образовывать экономико-политические союзы, базируясь на продвижении своих интересов.

26 марта 2018 г. на Шанхайской международной энергетической бирже (INE) запустили торги нефтяным фьючерсом в юанях, что яв-

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

---

ляется вызовом сложившейся практике привязки цены нефти к доллару. Более 400 китайских и зарубежных компаний, включая Unipet Asia Company, Glencore Singapore, North Petroleum International Company приняли участие в сделках с нефтяными фьючерсами на INE. Было заключено 42,3 тыс. транзакций с поставочными фьючерсами на нефть. Торгующие на INE компании имеют возможность конвертировать

вырученные юани в физическое золото на Шанхайской бирже золота (Shanghai Gold Exchange).

Таким образом, экономическое и политическое противостояние двух крупнейших держав современности – США и Китая – вовлекает все больше государств в сохранение неопределенности на рынках и создает новые угрозы для раскола внутри традиционных альянсов с неочевидными и опасными последствиями.

### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. URL: [www.vedomosti.ru/economics/articles/2018/11/05/785596-vosem-pokupat-neft-irana](http://www.vedomosti.ru/economics/articles/2018/11/05/785596-vosem-pokupat-neft-irana)
2. U.S. Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook*, October 2018.
3. URL: [www.vedomosti.ru/politics/news/2018/11/02/785475-ssha](http://www.vedomosti.ru/politics/news/2018/11/02/785475-ssha)
4. URL: [ww.vedomosti.ru/business/articles/2018/11/14/786462-prodazhi-gaza-elektronnih](http://ww.vedomosti.ru/business/articles/2018/11/14/786462-prodazhi-gaza-elektronnih)
5. URL: [www.vedomosti.ru/opinion/quotes/2018/10/17/783984-nezavisimost-gazproma](http://www.vedomosti.ru/opinion/quotes/2018/10/17/783984-nezavisimost-gazproma)
6. URL: [www.ng.ru/ng\\_energiya/2017-12-12/9\\_7134](http://www.ng.ru/ng_energiya/2017-12-12/9_7134)

Поступила в редакцию  
20.11.2018 г.

УДК 339.13.025 (4)

А.А. Конопляник<sup>1</sup>

## О КОНКУРЕНТНЫХ РЫНКАХ И АНТИКОНКУРЕНТНОМ ПОВЕДЕНИИ НА ПРИМЕРЕ СПГ США ПРОТИВ РОССИЙСКОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ГАЗА В ЕВРОПЕ

*Аннотация.* В статье рассматриваются экономические причины ужесточения антиконкурентного поведения США с целью обеспечить проникновение своего сжиженного природного газа (СПГ) на рынок ЕС (различные инструменты борьбы против российского газа в Европе) в условиях усиления многовекторной конкуренции на газовых рынках и за их пределами.

*Ключевые слова:* США, Россия, ЕС, газовые рынки, СПГ, трубопроводный газ, механизмы ценообразования, конкуренция, методы конкурентной борьбы.

А.А. Konoplyanik<sup>2</sup>

## ON COMPETITIVE MARKETS AND ANTI-COMPETITIVE BEHAVIOR ON EXAMPLE OF THE US LNG AGAINST RUSSIAN PIPELINE GAS IN EUROPE

*Abstract.* This article considers economic reasons for hardening of anti-competitive US behaviour aimed to provide infiltration of US LNG to the EU gas market under strengthening of multi-dimensional competition within and beyond gas markets. Different instruments of struggle against Russian gas in Europe are examined.

*Keywords:* USA, Russia, the EU, gas markets, LNG, pipeline gas, pricing mechanisms, competition, methods of competitive struggle.

Цепь событий последних недель/месяцев во взаимоотношениях между США и Европейским союзом на государственном и коммерческом уровне в энергетической/газовой сфере предлагает еще раз задуматься о методах обеспечения политики американского энергетического доминирования (US Energy Dominance), заявленной в качестве внешнеэкономической цели нынешнего Президента США, наряду с постоянной задачей каждого американского президента обеспечивать в первую очередь реализацию национальных американских интересов (America First!) в любой – экономической, политической, идеологической, военной и т.п. – сферах.

Каким образом обеспечиваются цели, поставленные связкой политик America First и America Energy Dominance современной американской администрации, хорошо видно на при-

мере попыток «проталкивания» американского СПГ в европейский энергобаланс в условиях, когда он, во-первых, проигрывает по конкурентоспособности российскому трубопроводному газу в Европе, что общепризнано теперь не только в экспертном сообществе, но и на уровне политического руководства России, ряда стран ЕС и в самих США. Причем попытки такого «пропикивания/проталкивания» осуществляются как с американской стороны, так и со стороны отдельных стран ЕС, являющихся противниками российского газа и сторонниками заместить его импортным, в первую очередь – американским, СПГ и, шире, – противниками внешней политики России в Европе, в том числе в энергетической сфере.

Во-вторых, в условиях резкого изменения глобальной конкуренции на энергетических

---

<sup>1</sup> Андрей Александрович Конопляник – советник генерального директора ООО «Газпром экспорт», сопредседатель с российской стороны рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия-ЕС по газу, профессор кафедры международного нефтегазового бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, д.э.н., e-mail: andrey@konoplyanik.ru.

<sup>2</sup> Andrey A. Konoplyanik – Advisor to Director General, «Gazprom export» LLC, Co-chair from the Russian side of the Work Stream 2 «Internal Markets» of the Russia-EU Gas Advisory Council, Professor at the International Oil & Gas Business Department, Russian State Gubkin Oil & Gas University, Doctor of Economics, e-mail: andrey@konoplyanik.ru.

рынках, в частности – на формирующемся глобальном рынке газа, в первую очередь за счет интенсивного развития глобального рынка СПГ и изменений его институциональной структуры в направлении большей гибкости, но и волатильности, дополнительных рисков и неопределенностей.

В-третьих, за счет заметного изменения глобальной конкуренции за пределами энергетической сферы притом, что на неэнергетических рынках (в зоне продукции отраслей обрабатывающей промышленности, сферы услуг и т.п.) конкурентные позиции той или иной страны определяются зачастую энергетическим компонентом общественно необходимых издержек.

В-четвертых, политика ЕС по декарбонизации и наращивание усилий Евросоюза по быстрейшему переходу к низкоуглеродной экономике и энергетике создают предпосылки для расширения присутствия на рынке газа ЕС именно российского трубопроводного газа, поставляемого преимущественно по долгосрочным контрактам, нежели импортного СПГ, поставки которого характеризуются все большей краткосрочностью и меньшим объемом единичных контрактов и нарастающим разрывом (отсутствием) прямой связи между производителем и потребителем СПГ.

Именно в этом контексте – многоуровневого измерения конкурентной борьбы США за сохранение своей конкурентной ниши в мировой экономике и энергетике, в том числе в газовой сфере, – следует, по мнению автора, рассматривать событийную канву в газовой сфере по линии США – ЕС и США – РФ на европейском направлении. Проанализируем подробнее вышеуказанные четыре уровня нарастания конкурентности в экономике, энергетике и газовой сфере, в том числе в Европе.

### **Развитие международных газовых рынков и роль СПГ**

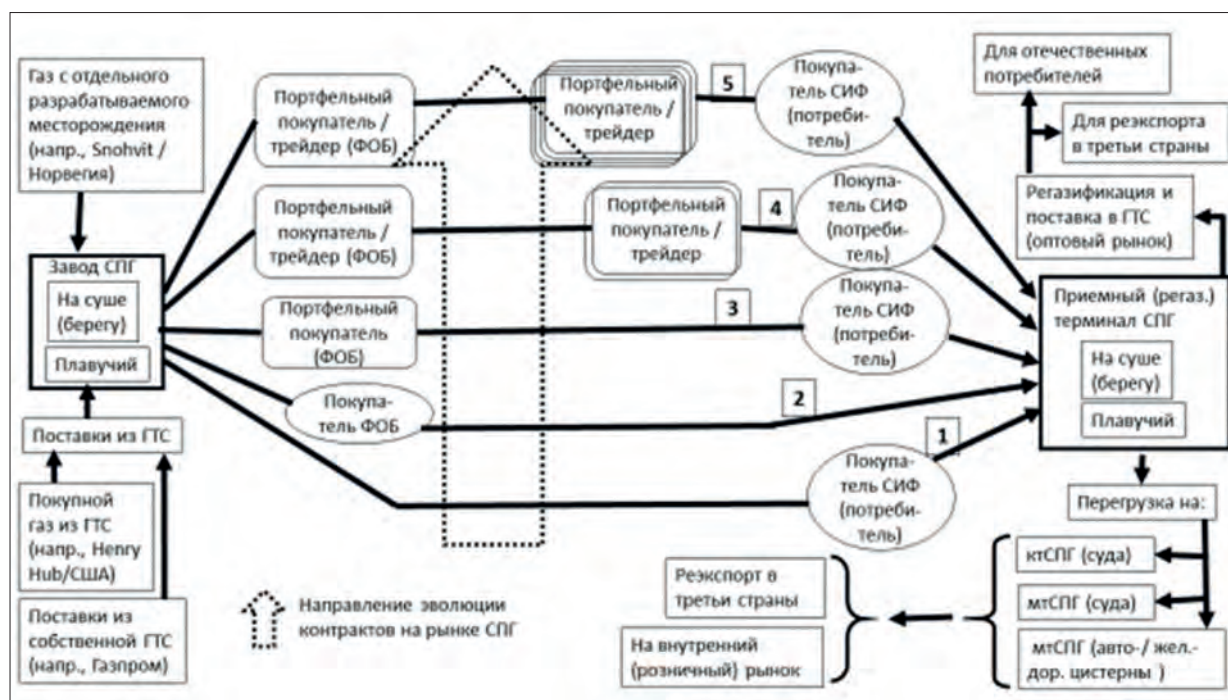
В настоящее время глобальный рынок газа пока отсутствует, по крайней мере в том виде, в каком сформирован глобальный рынок нефти. Международные газовые рынки представляют собой региональные рынки преимущественно сетевого газа (как в ЕС, России, Северной Аме-

рике, Северо-Восточной Азии) или СПГ (как в «островных» экономиках – Японии, Республике Корея). Интенсивное развитие изначально формирующегося глобального рынка СПГ превращает пока разрозненные региональные газовые рынки во взаимосвязанные части единого целого – глобального рынка газа, процесс формирования которого мы сегодня наблюдаем и участниками которого являемся. Таким образом, рынок крупнотоннажного СПГ выступает в качестве системного интегратора газовых рынков в единое глобальное рыночное газовое пространство.

### **Глобальный рынок СПГ как акселератор перемен**

Сегодня мы наблюдаем связанные с интенсивным развитием рынка СПГ изменения его институциональной структуры [1-3]. Характерными чертами проектов СПГ на начальной стадии развития отрасли были:

- эффект концентрации мощности, поскольку единичная крупность проекта СПГ была необходима как инструмент снижения издержек;
- долгосрочные экспортные газовые контракты (ДСЭГК) как инструмент минимизации двусторонних инвестиционных и торговых рисков;
- ценообразование по принципу «нет-бэк от стоимости замещения», где в качестве замещающего энергоресурса в АТР исторически выступала сырая нефть, которая с конца 1960-х годов использовалась в качестве котельно-печного топлива в этих островных экономиках, откуда и пошла привязка цен на СПГ в АТР к «японскому нефтяному коктейлю» (Japan Crudes Cocktail/JCC) – пакету основных импортируемых сортов нефти;
- контракты на поставку на условиях СИФ/DES (delivery-ex-ship), то есть фактически включающие (по аналогии с трубопроводными контрактами) «оговорки о пунктах конечного назначения» (destination clauses) – гарантии закупок СПГ потребителем. Этому типу контрактов соответствует поз. 1 на рис. 1.



- 1 – долго-/среднесрочные контракты с фиксированным пунктом конечного назначения;
- 2 – долго-/среднесрочные контракты без фиксированного пункта конечного назначения;
- 3 – долго-/среднесрочные портфельные контракты;
- 4 – краткосрочные портфельные контракты;
- 5 – спотовые контракты;

ктСПГ – крупнотоннажный СПГ;  
 мтСПГ – малотоннажный СПГ».

Источник: составлено А.А. Конопляником на основе адаптированной им базисной схемы (поз. 1-5) из работы [1].

**Рис. 1. Рынок СПГ: эволюция контрактных структур**

В настоящее время происходит дрейф контрактной структуры рынка СПГ в направлении ее большей гибкости, что является доминирующим трендом в направлении эволюции контрактов на рынке СПГ (рис. 1). Стимулами для такого структурного дрейфа являются как выход на рынок новых потребителей, нацеленных на закупки СПГ для покрытия переменной части графика нагрузки, так и соображения диверсификации поставщиков (безопасность/надежность поставок).

Увеличивается доля контрактов, где выбор пунктов конечного назначения остается за покупателем СПГ (переход от поставки на условиях СИТФ/DES к закупке СПГ на условиях FOB, то есть на заводе) – поз. 2 на рис. 1. По этой схеме построены контракты на поставку СПГ США. Это предопределяет увеличение портфельных закупок СПГ (что особенно характерно для вертикально-интегрированных компаний с активами в апстриме и даунстриме), которые за

счет логистики могут повышать эффективность использования своего товарного портфеля (поз. 3 на рис. 1) по сравнению с совокупностью жестких двусторонних контрактов с фиксированными пунктами сдачи-приемки (поз. 1 на рис. 1).

Наконец, приход на рынок торговых компаний (перепродавцов, без намерений конечного использования закупаемого СПГ) ведет к дальнейшему усилению торгового компонента на рынке СПГ за счет сокращения срочности контрактов, повышения уровня «чёрн» (количества перепродаж – показатель, измеряющий уровень ликвидности) (поз. 4, 5 на рис. 1). Именно арбитражные операции (возможность их осуществления) являются драйвером интенсивного развития торговли СПГ.

Формирующийся глобальный рынок СПГ находится сегодня, на мой взгляд, на стадии коммодитизации – примерно на той, на какой находился мировой рынок нефти в начале 1980-х годов, до становления биржевой торговли неф-

тью [4]. Это предопределяет усиление на рынке СПГ конкуренции производителей, в направлении которых постепенно смещаются риски и неопределенности такой его институциональной структуры (риски short-termism'a). Торговля СПГ осуществляется в рамках внебиржевой торговли и значения чёрн выше единицы достигаются цепочкой последовательных перепродаж неунифицированных товарных партий (так называемые «маргариточные гирлянды» – daisy chains) на пути следования танкера-метановоза из порта отгрузки в порт конечного назначения, каковой может неоднократно меняться по ходу следования.

Стимулами для использования присущих биржевой торговле инструментам хеджирования финансовых рисков физических операций являются устойчивые тенденции повышения волатильности рынка СПГ в результате сокращения средней продолжительности и единичных объемов контрактов (short termism), и в силу этого – размеров (капитализации) компаний, входящих на рынок СПГ, особенно со стороны потребителей. Ведь последнее означает и уменьшение кредитоспособности новых участников рынка СПГ, их финансовой устойчивости.

По оценке компании Shell, за 2008-2017 гг. средняя продолжительность контрактов на рынке СПГ сократилась с 18 до 7 лет, средний единичный объем – с 2,3 до 0,75 млн т/год, при этом доля компаний с кредитными рейтингами в зоне «А» сократилась почти со 100% до 25%, с кредитными рейтингами в зоне «В» – выросла с нескольких единиц до более 20%, но при этом с нуля до 50% выросла доля компаний с неинвестиционными (то есть спекулятивными) кредитными рейтингами [5, с. 26]. Отмечу при этом, что обычно порядка 60-80% средств на реализацию проектов в нефтегазовой сфере (СПГ не исключение) привлекаются на условиях долгового (проектного) финансирования. А по мере перехода от инвестиционных рейтингов в зону спекулятивных их значений стоимость привлечения заемных средств (LIBOR+) начинает расти опережающими темпами, ведя к существенному удорожанию проектов СПГ.

Вышел ли глобальный рынок СПГ на этап формирования «бумажного» его сегмента (на стадию финансиализации)? На мой взгляд, пока

еще нет. Примерно 70% объема торговли СПГ сегодня осуществляется на основе долгосрочных контрактов, 30% – на основе краткосрочных и спотовых сделок [2, с. 134].

### **Рынок газа ЕС: ниша для российского газа и импортного СПГ**

Хорошо известно, что рынок газа в Европе вышел на стадию насыщения – спрос на газ резко замедлил рост или стагнирует. А по прогнозам институтов, связанных с Еврокомиссией или с конкурирующими с газом отраслями, будет снижаться (вопрос – как считать). Однако, несмотря на это, общепризнано, что импортный спрос на газ в Европе будет расти. Снижается внутренняя добыча газа в ЕС: английский и норвежский сектора Северного моря выходят на стадию падающей добычи; голландский Гронинген вскоре будет законодательно закрыт как добывающий объект по причине участившейся серии техногенных миниземлетрясений, связанных с его разработкой. Происходит вытеснение угля (экология) и АЭС (соображения радиационной безопасности, сжатие зоны «базисной нагрузки» для АЭС в условиях разуплотнения графика нагрузки). В итоге – покрытие дополнительного импортного спроса в континентальной Европе – это зона конкуренции российского трубопроводного газа и импортного СПГ.

Политическое руководство ЕС видит импортный СПГ в качестве предпочтительной альтернативы российскому газу, исходя из соображений диверсификации (источников и маршрутов поставок и поставщиков), надежности поставок («фантомные боли» транзитных газовых российско-украинских январских кризисов 2006-го и 2009-го годов), и «токсичности» отношений с Россией после 2014 г. (Крым, Донбасс и связанные с ними антироссийские санкции). Сегодняшняя конкурентная ниша, которую занял российский трубопроводный газ в газовом импорте ЕС (треть импорта), расценивается многими политиками ЕС как недопустимое доминирование «Газпрома» на рынке ЕС, противоречащее интересам энергетической безопасности ЕС, тем более в условиях резко ухудшившегося отношения к России в политических верхах ЕС.

Однако на практике крупномасштабный глобальный СПГ предпочитает иные, не-европейские рынки. Подтверждением этого служит низкая загрузка мощностей регазификационных терминалов СПГ в ЕС (за пределами Иберийского полуострова, где для СПГ нет разумной газовой альтернативы), которая в целом по ЕС сохраняется на уровне около 25%. Более того, лишь четверть мощностей приемных (береговых) терминалов СПГ ЕС обеспечена трубопроводными мощностями, дающими возможность поставлять регазифицированный газ вглубь континента, где расположены основные его потребители [6, с. 58]. Создание такой трубопроводной инфраструктуры требует времени и денег. Изложенное означает, что российский трубопроводный газ уже выиграл конкуренцию у глобального СПГ.

Значит, российский газ в Европе нельзя упрекнуть в рыночном доминировании, достигнутом якобы антиконкурентными способами – он расширяет свою рыночную нишу в Европе в рамках честной экономической конкуренции. Несмотря на проводимую по отношению к нашей стране санкционную политику и тому подобные меры политического и экономического сдерживания.

### **Дополнительные возможности для российского газа**

Более того, существуют возможности для дальнейшего расширения спроса на российский газ в Европе. Во-первых, это декарбонизация. В начале 2018 г. трезвые головы в Еврокомиссии пришли к пониманию, что построение светлого энергетического будущего ЕС только на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) невозможно ни технологически, ни экономически. Разумная альтернатива – сочетание ВИЭ и декарбонизированного газа, дабы использовать существующую газовую инфраструктуру [7]. Такой подход открывает новые перспективы для возможного расширения сотрудничества России и ЕС в газовой сфере, ибо в рамках жесткой взаимосвязи России и ЕС трансграничной капиталоемкой стационарной газотранспортной инфраструктурой наиболее благоприятные предпосылки для декарбонизации имеет трубопро-

водный газ, а не СПГ, и его поставки по ДСЭГК, а не спотовые продажи. Правда, понятно, что исходные (стартовые) позиции сторон по вопросу о декарбонизации газа существенно расходятся:

- сторона ЕС заинтересована в том, чтобы конвертировать временами избыточную (а потому доступную по нулевой или даже отрицательной цене) и не поддающуюся длительному и широкомасштабному хранению электроэнергию ВИЭ (вследствие асинхронности графика электрической нагрузки и определяемого погодными условиями режима работы солнечных и/или ветровых электростанций) в поддающийся такому хранению энергетический товар – водород, для чего можно использовать существующую инфраструктуру газовой отрасли;
- российская сторона заинтересована в том, чтобы монетизировать огромные имеющиеся в недрах страны ресурсы (запасы) природного газа, который можно использовать (с применением различных технологий, например, сухого крекинга метана) в качестве ресурса для получения того же водорода на различных стадиях производственно-сбытовой трансграничной газовой цепочки, для чего также можно использовать существующую инфраструктуру газовой отрасли.

Таким образом, очевидно, что, имея расходящееся пока целеполагание, стороны имеют и общий, совпадающий интерес, зона которого может в дальнейшем быть расширена. На расширение зоны такого общего интереса в области декарбонизации и нацелена в настоящее время работа рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия – ЕС по газу (РГ2 КСГ).

Во-вторых, возможности по наращиванию поставок малотоннажного российского СПГ на европейские рынки, в первую очередь в акваториях Балтийского и Черного морей и реки Дунай, ибо он является топливом конечного потребления, и поэтому не будет, как правило, конкурировать с российским же трубопроводным газом или крупнотоннажным СПГ, которые поступают сначала на оптовый рынок стра-



ны-потребителя, а малотоннажный СПГ – сразу на рынки розничные.

Наконец, реорганизация (диверсификация) структуры поставок российского трубопроводного газа в Европу: переход от линейной к линейно-кольцевой географии экспортных трубопроводов, каковая структура минимизирует риски и издержки, связанные с транзитным компонентом российских экспортных поставок газа в Европу, и еще более повышает его конкурентные позиции в ЕС. При такой композиции газотранспортных мощностей обходные (обходящие Украину) трубопроводы (Северные потоки 1 и 2, Турецкий поток) становятся основными артериями для экспорта в ЕС (берут на себя базисную нагрузку), а украинский коридор приобретает значение замыкающей баланс экспортных поставок транспортной артерии [8]. Его использование будет в значительной степени зависеть от динамики спроса на российский газ в Европе.

И декарбонизация, и малотоннажный СПГ, экономические последствия диверсификации газотранспортных экспортных мощностей создают (могут создать) дополнительные конкурентные преимущества для российского газа на европейском рынке. Не отсюда ли – из невозможности противостоять объективному наращиванию присутствия России на рынке газа ЕС – и берут на обоих берегах Атлантики истоки политики (попыток) «позитивной» дискриминации российского газа в Европе (ибо нацелена она на сокращение его рыночного доминирования)? Ведь если нельзя обыграть конкурента в справедливой (честной, чистой) конкурентной борьбе, то – если допускают нравственные установки – можно «нысыпать ему битого стекла в кроссовки». Особенно если на кону заявленные политики – America First и US Global Energy Dominance и скрепленные атлантической солидарностью договоренности сторон. И при этом не только относительно сжимается конкурентная ниша для газа в Европе, но и ниша газа (и других ископаемых энергоресурсов) в мировой энергетике (мировом энергобалансе) в свете грядущей смены ее парадигмы (переход от ожидания «пика предложения» к ожиданию «пика спроса»). Плюс к этому развитие глобального рынка СПГ характеризуется растущими рисками и неопределенностями для его игроков.

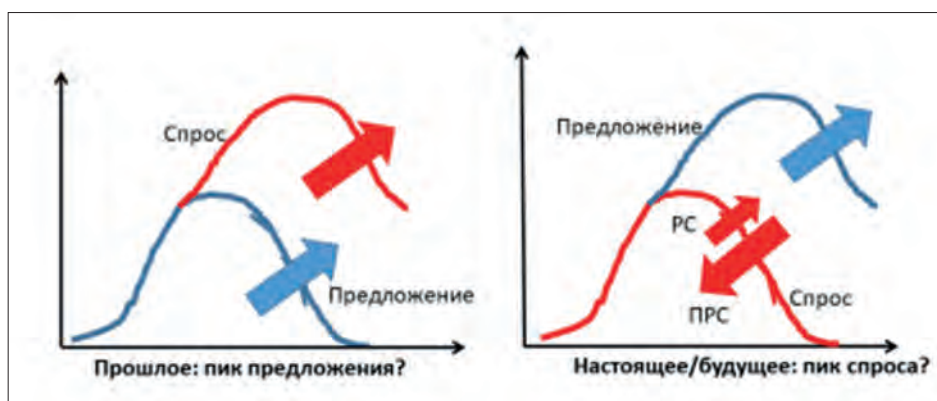
Плюс к этому усиливается глобальная конкуренция за пределами собственно энергетики.

### Смена парадигмы

Развитие мировой энергетики опирается на освоение преимущественно невозобновляемых энергоресурсов (НВЭР). Поэтому современная парадигма ее развития, в интерпретации автора, описывается со стороны предложения сочетанием кривой (пика) Хабберта, теоремы (ренды) Хотеллинга, перелома Шевалье [9]. Со стороны спроса современную парадигму определяет рост народонаселения и экономического роста, преимущественно индустриального типа, предполагающий концентрацию и централизацию энергопроизводства и потребления. В итоге это дает ожидание дефицита предложения (теория «пика нефти» и ей подобные) (рис. 2). В рамках этой парадигмы будущие энергопоставки НВЭР будут более дорогими и более ограниченными (основание для формирования ренты за истощение НВЭР), откуда следует, что НВЭР с наиболее низкими издержками выигрывают рынок (обеспечивают получение/извлечение большей ренты), а освоение более дорогих НВЭР откладывается на более позднее время.

Однако сегодня мы, похоже, находимся на этапе смены парадигмы развития мировой энергетики. НТП (и американская сланцевая революция тому пример) привел к резкому расширению зоны предложения, введя под кривую Хабберта большие объемы считавшихся ранее нетрадиционными (то есть бывших нерентабельными для освоения) НВЭР.

В зоне спроса также произошли существенные изменения как в результате накопленного эффекта от системы ответных мер в мировой экономике на рост цен на нефть 1970-х годов и последовавших за ними (точнее, вызванных этими мерами) «эффектов домино», так и в результате недавних рукотворных ограничений на спрос на НВЭР со стороны климатической повестки. Теперь в промышленно развитых странах (ПРС) экономический рост продолжается практически при стабилизации энергопотребления – результат НТП и структурных сдвигов. На такую же модель экономического роста (предлагающую развитие энергетики неинду-



РС – развивающиеся страны;  
 ПРС – промышленно развитые страны;  
 НТП – научно-технический прогресс;  
 НВЭР – невозобновляемые энергоресурсы;  
 ВЭР – возобновляемые энергоресурсы.

**Рис. 2. Мировая энергетика: смена парадигмы?**

стриального и децентрализованного типа, опирающуюся на более широкое использование ВИЭ) могут начать переходить и развивающиеся страны.

Резкое расширение предложения, замедление роста спроса создает ресурсный «навес» в добыче углеводородов, когда объем не только разведанных, но и доказанных извлекаемых запасов уже превышает прогнозный накопленный объем мирового спроса на период до 2050 г. [10].

К числу рукотворных ограничений спроса на энергию я отношу Парижское соглашение по климату 2015 г. (COP-21 – Conference of Parties-21), которое вводит ограничения на выбросы парниковых газов, в первую очередь CO<sub>2</sub>, чтобы удержать повышение глобальной температуры в пределах 2 °С. В этом случае, при продолжении использования существующих энерготехнологий в рамках всех производственно-сбытовых энергетических цепочек от добычи до конечного потребления, человечество сможет использовать лишь от четверти до трети (по оценке Межгосударственной группы экспертов по исследованию климата) или треть (по оценке МЭА) текущих доказанных извлекаемых запасов НВЭР [9]. Декабрьское 2018-го года COP-24 в Катовице (Польша) будет предлагать сделать эту задачу еще более амбициозной и удержать повышение температуры в пределах 1,5 °С. Это значит, что может оказаться невостребованным

еще большая доля мировых доказанных извлекаемых запасов НВЭР.

В итоге мир вступает в новую парадигму – «пика спроса», когда предложение энергии начинает опережать спрос на нее (рис. 2), будущие поставки НВЭР становятся не более дорогими и дефицитными, как в рамках текущей парадигмы, а более дешевыми и обильными, в том числе вследствие ограничений спроса. Теорема Хотеллинга конвертируется в свою противоположность. Конкуренция поставщиков возрастает, ибо теперь наименее дорогостоящие НВЭР захватывают всю сегодняшнюю и будущую рыночную нишу, а для более дорогостоящих вообще не остается перспектив спроса. То есть затраченные на их разведку и подготовку инвестиции становятся некупаемыми в силу невостребованности запасов этих НВЭР.

В этих условиях правила конкуренции ужесточаются вплоть до их полной отмены некоторыми сторонами, которые ощущают угрозы для сохранения своей конкурентоспособности, то есть для удержания рыночной ниши (например на рынке газа ЕС), а значит перспектив сохранения национального экспортно-ориентированного энергопроизводства и занятости (рабочих мест). В первую очередь это относится к СПГ США, ибо ставит под вопрос выполнение (преследующих сугубо экономические цели) политических доктрин US Global Energy Doninance и America First.

### Глобальная конкуренция за пределами энергетики

Важным фактором, влияющим на конкурентную борьбу в энергетике и методы ее ведения, является изменение расстановки сил за пределами энергетической сферы в глобальной конкуренции. Исторически в мире (за пределами мировой социалистической системы) существовало три основных экономических центра силы: Северная Америка (США), Западная Европа и Япония. Азиатский центр в конце XX в. расширился, в него вошли «азиатские драконы» – ряд стран Юго-Восточной Азии (Республика Корея, Тайвань и др.). Но быстрый рост других экономик, например стран БРИКС, в первую очередь Китая и Индия, бросивших вызов в экономической сфере за пределами энергетических отраслей трем историческим центрам капиталистического мира, резко ужесточил глобальную конкуренцию в обрабатывающей промышленности, сфере услуг, новых инновационных и наукоемких отраслях. Поэтому усилилась конкуренция не только между старыми и формирующимися новыми мировыми экономическими центрами, но и внутри старых (между старыми центрами) за удержание своей ниши в мировой экономике.

Такая усилившаяся конкуренция угрожает (создает риски) сохранению США своего мирового господства. Поэтому Соединенным Штатам необходимо найти слабое звено среди участников глобальной конкуренции, чтобы, устранив его, сохранить или расширить свою нишу. Ведь возможны два метода победы в конкурентной борьбе: повышать свою собственную конкурентоспособность (бежать быстрее конкурентов) или устранить конкурента (создавать ему разнообразные препятствия). Второй путь может оказаться легче, и именно в таком случае (особенно если придерживаться правил игры без правил) целесообразно сосредоточиться на первоочередном устранении (или дальнейшем ослаблении) самого слабого звена.

Именно этот путь, на мой взгляд, избрали США. И самым слабым звеном для них сегодня в глобальной конкуренции за пределами энергетической сферы является, как это ни покажется парадоксальным, Европейский союз – их поли-

тический и торговый партнер. Ведь доктрины всех американских президентов – Америка прежде всего (America First!) никто не отменял.

При всем своем поступательном развитии и формальном единстве, ЕС раздираем противоречиями и не является однородным образованием, что ослабляет его конкурентные позиции на глобальных рынках. Сегодня фактически существует два ЕС в составе его старых и новых членов. Последние – это бывшие страны-члены СЭВ, вошедшие в состав ЕС в 2004-м и последующих годах, которых ЕС «заглотил», но «переварить» так и не смог. В итоге сегодня старые страны ЕС ориентируются в основном на ЕС, а новые – на США. Что дает дополнительную возможность США проталкивать на их рынок свой более дорогой, по сравнению с российским трубопроводным газом, СПГ. Характерный пример – Польша и страны Балтии. Можно сказать, что ориентация на США – есть результат неудовлетворенности новых стран ЕС своим положением в составе расширенного ЕС, не отвечающего их завышенным ожиданиям до вступления в Евросоюз.

В дополнение к этому возникают и другие проблемы, отнюдь не укрепляющие единство ЕС и ослабляющие его глобальную конкурентоспособность: это и кризис беженцев (результат инспирированных извне «цветных революций» на Ближнем Востоке и в Северной Африке – в относительной близости от Европы), и референдумы на отделение отдельных европейских стран (Brexit) и территорий (баскские земли в Испании). Наконец, присоединение ЕС к антироссийским американским санкциям больно ударило по самому ЕС: финансовые потери европейского бизнеса от антироссийских санкций ООН оцениваются в 100 млрд долл. [11].

На этом фоне дальнейшее ослабление конкурентных позиций ЕС на глобальных неэнергетических рынках за счет повышения энергетической составляющей общественных издержек ЕС в энергопотребляющих отраслях, за счет навязываемой Евросоюзу Соединенными Штатами замены более дешевого российского трубопроводного газа более дорогим сжиженным американским, хорошо вписывается в доктрину «Америка прежде всего!» и ведет к ухудшению благосостояния ЕС. Российский же газ, наобо-

рот, способствует (в данном контексте) росту благосостояния ЕС и повышению его глобальной конкурентоспособности в противовес навязываемому Евросоюзу Соединенными Штатами потребления американского СПГ.

### Выводы

Итак, на рынке ЕС будет продолжать расширяться импортный спрос на газ. Борьба за эту рыночную нишу будут импортный глобальный СПГ (включая американский) и российский газ – трубопроводный и СПГ. Американский СПГ может занять эту нишу только в том случае, если он окажется более конкурентоспособным, чем российский газ. Поскольку по издержкам добычи и доставки на рынок ЕС российский газ выигрывает экономическую (чистую) конкурен-

цию, то в ход идут методы внеэкономической (нечистой) конкурентной борьбы против российского газа со стороны США и поддерживающих их европейских политических структур: попытки принудить страны ЕС к закупкам американского СПГ, изменение системы регулирования рынка газа ЕС с целью создания административных и экономических барьеров на пути российского трубопроводного газа в ЕС и тому подобные методы достижения конкурентных преимуществ внеэкономическими методами.

Похоже, что конкурентные рынки провоцируют антиконкурентное поведение проигрывающих в конкурентной борьбе. Все средства оказываются хороши для достижения заявленной цели глобального энергетического доминирования США. Ничего личного. Только бизнес. America First!!!

### ЛИТЕРАТУРА<sup>3</sup>

1. H. Rogers. *Does the Portfolio Business Model Spell the End of Long-Term Oil-Indexed LNG Contracts?* // *Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight: 10, April 2017, 21 pp.*

2. B.Tokacsne Toth, A.Selei, P.Kotek, A.Beothy, D.Leython, P.Cameron, A.J.Jumriany. *Follow-up study to the LNG and storage strategy* // *European Commission, Directorate General for Energy, September 2017, 226 pp.*

3. Митрова Т., Собко А., Сергеева З. *Трансформирующийся глобальный рынок СПГ: как России не упустить окно возможностей?* // *Энергетический центр Московской школы управления «Сколково», апрель 2018, 59 с.*

4. Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Я.М. и др. *Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз.* М.: Энергия, 2013, 344 с.

5. *Shell LNG Outlook 2018.* URL: [https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng\\_outlook/\\_jcr\\_content/par/textimage\\_864093748.stream/1519645795451/d44f97c4d4c4b8542875204a19c0b21297786b22a900ef8c644d07d74a2f6eae/shell-lng-outlook-2018-presentation-slides.pdf](https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng_outlook/_jcr_content/par/textimage_864093748.stream/1519645795451/d44f97c4d4c4b8542875204a19c0b21297786b22a900ef8c644d07d74a2f6eae/shell-lng-outlook-2018-presentation-slides.pdf).

6. *Quo Vadis EU gas market regulatory framework – Study on a Gas Market Design for Europe. Preliminary Report. Draft for discussion purposes* // *European Commission, Directorate General for Energy, Written by EY & REKK, June 2017, 78 pp.*

7. *Газовый пакет 2020 и Quo Vadis (интервью с К.Д. Борхардтом)* // *Нефтегазовая Вертикаль, 2018, № 12. С. 10-17.*

8. А.А. Конопляник. *Российский газ в Европу: от линейной (радиальной) к радиально-кольцевой системе поставок и новая роль транзита* // *Выступление на 14-м Российском Нефтегазовом Конгрессе (RPGC) в рамках 15-й Международной выставки «Нефть и газ» (MIOGE), Москва, 19 июня 2018 г.*

9. А.А. Конопляник. *О грядущей (неизбежной?) смене парадигмы развития мировой энергетики и связанных с этим рисках и вызовах для России и мира, с. 151-180 – в кн.: Системные исследования в энергетике: методология и результаты, М.: Издат. дом МЭИ, 218, 308 с.*

10. *BP Technology Outlook. Technology choices for a secure, affordable, and sustainable energy*

<sup>3</sup> Все указанные публикации, презентации А.А. Конопляника находятся в открытом доступе на его сайте [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru).

future, November 2015. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/bp-technology-outlook.pdf>.

11. ООН: потери ЕС от санкций – \$100 млрд, РФ – \$55 млрд // *Вести. Экономика*, 28.04.2017. URL: <https://www.vestifinance.ru/articles/84804>.

### REFERENCES

1. H. Rogers. *What is the End-of-Term Oil-Indexed LNG Contracts?* // *Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight*: 10, April 2017, 21 pp.

2. B. Tokacsne Toth, A. Selei, P. Kotek, A. Beothy, D. Leython, P. Cameron, A.J. Jumriany. *Follow-up study to the LNG and storage strategy // European Commission, Directorate General for Energy, September 2017, 226 pp.*

3. Mitrova T., Sobko A., Sergeeva Z. *Transforming global LNG market: how can Russia not miss a window of opportunity?* // *Energy Center of the Moscow School of Management Skolkovo, April 2018, 59 p. (in Russian).*

4. Bushuev V.V., Konoplyanik A.A., Mirkin Ya.M. and other. *Oil prices: analysis, trends, forecast. M: Energy, 2013, 344 p. (in Russian).*

5. *Shell LNG Outlook 2018.* URL: [https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook/\\_jcr\\_content/par/textimage\\_864093748.stream/1519645795451/d44f97c4d4c4b8542875204a19c0b21297786b22a900ef8c644d07d74a2f6eae/shell-lng-outlook-2018-presentation-slides.pdf](https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook/_jcr_content/par/textimage_864093748.stream/1519645795451/d44f97c4d4c4b8542875204a19c0b21297786b22a900ef8c644d07d74a2f6eae/shell-lng-outlook-2018-presentation-slides.pdf).

6. *Quo Vadis EU gas market regulatory framework - Study on a Gas Market Design for Europe. Preliminary Report. Draft for discussion purposes // European Commission, Directorate*

*General for Energy, Written by EY & REKK, June 2017, 78 pp.*

7. *Gas package 2020 and Quo Vadis (interview with K.D. Borchardt) // Oil and Gas Vertical, 2018, No. 12. P. 10-17. (in Russian).*

8. A.A. Konoplyanik. *Russian gas to Europe: from the linear (radial) to the radial-ring supply system and the new role of transit // Speech at the 14th Russian Oil and Gas Congress (RPGC) within the 15th International Oil and Gas Exhibition (MIOGE), Moscow, June 19, 2018 (in Russian).*

9. A.A. Konoplyanik. *On the coming (inevitable?) Change in the paradigm of the development of world energy and the associated risks and challenges for Russia and the world, p. 151-180 – in the book: System Studies in the Energy Sector: Methodology and Results, Moscow: Izdat. House MEI, 218, 308 p. (in Russian).*

10. *BP Technology Outlook. Technology choices for a secure, affordable, and sustainable energy future, November 2015.* URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/bp-technology-outlook.pdf>.

11. UN: *EU losses from sanctions – \$ 100 billion, Russia – \$ 55 billion // News. Economy, 04/28/2017.* URL: <https://www.vestifinance.ru/articles/84804>.

Поступила в редакцию  
23.11.2018 г.

УДК 620.9 (4+470+571+73)

А.А. Курдин, Ю.А. Ершова<sup>1</sup>

### США – «ТРЕТЬЯ СИЛА» В РОССИЙСКО-ЕВРОПЕЙСКИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЯХ

*Аннотация.* Одной из тенденций современных энергетических рынков является возрастающая роль США как в качестве непосредственного участника торговли энергоресурсами, так и в роли третьей стороны, влияющей на отношения других игроков. Задачей данной статьи является оценка динамики и степени влияния США на энергетическое сотрудничество России и ЕС. В работе также определяется соотношение эффектов различных методов воздействия США: косвенного влияния энергетической дипломатии, прямого участия в торговле энергоресурсами или принятия политических решений.

*Ключевые слова:* энергетическая политика, «сланцевая революция», энергетические рынки, энергетическая безопасность, международные энергетические отношения, США, ЕС, Россия.

А.А. Kurdin, Yu.A. Ershova<sup>2</sup>

### THE UNITED STATES ARE «THE THIRD FORCE» IN RUSSIAN-EUROPEAN ENERGY RELATIONS

*Abstract.* One of the trends on modern energy markets is the growing role of the United States both as a direct participant in energy trade and as a third party influencing the relations of other players. The purpose of this article is to assess the dynamics and extent of the US influence on energy cooperation between Russia and the EU. The article also defines the correlation between the effects of different US influence methods: indirect influence of energy diplomacy, direct participation in energy trade or policy making.

*Keywords:* energy policy, «shale revolution», energy markets, energy security, international energy relations, United States, EU, Russia.

#### Трансформация энергетических рынков и ее влияние на политику

Трансформации глобальных энергетических рынков в 2010-е гг. сопутствует ряд перестановок сил на международной политической арене, и оба этих взаимосвязанных фактора серьезно воздействуют как на внешнюю, так и на внутреннюю энергетическую политику США. Грамотная энергетическая политика и правильная расстановка приоритетов в области энергетической безопасности влияют на экономический рост, достижение целей в области изменения

климата и политическую стабильность не только Соединенных Штатов, но и их союзников и партнеров по всему миру.

В 2010-х гг. мировой энергорынок переживает трансформацию, обусловленную рядом факторов: осознанием глобальных климатических изменений и необходимости пересмотра энергетического баланса с повышением доли низкоуглеродных источников энергии, нестабильной политической ситуацией на Ближнем Востоке, растущим спросом на энергоносители в Китае и Индии. В ЕС и США все активнее развивается собственная энергетическая трансформация,

---

<sup>1</sup> Александр Александрович Курдин – руководитель исследований управления по ТЭК Аналитического центра при Правительстве РФ, старший научный сотрудник Российской академии народного хозяйства и госслужбы при Президенте РФ, к.э.н., e-mail: aakurdin@gmail.com;

Юлия Александровна Ершова – магистрант факультета мировой экономики и мировой политики НИУ ВШЭ e-mail: julia.ershova@list.ru.

<sup>2</sup> Alexander A. Kurdin – Study Director of the Fuel and Energy Complex Administration at the Analytical Centre affiliated to the Government of the Russian Federation, Senior Researcher of the Russian Academy of National Economy and Public Administration under the President of the Russian Federation, PhD in Economics, e-mail: aakurdin@gmail.com;

Yuliya A. Ershova – Master's Degree Student of the Faculty of Global Economy and Global Policy at the National Research University Higher School of Economics, e-mail: julia.ershova@list.ru.

---

двигающаяся параллельными курсами, пусть и с несколько разными акцентами. Важнейшим элементом энергетической политики Европейского союза является курс на развитие конкуренции среди поставщиков традиционных энергоресурсов и межтопливной конкуренции, поскольку при прежней траектории ТЭК рост зависимости региона от внешних поставок энергоносителей представлялся неизбежным вариантом. Отдельным аспектом этой политики является диверсификация инфраструктуры внешних поставок, поскольку эта инфраструктура становится фактором зависимости.

В США нередко входят в противоречия решения проблем энергетической безопасности (за счет разработки, в том числе собственных, обширных ресурсов ископаемого топлива) и защиты окружающей среды (за счет ограничения разработки своих ресурсов). Приход к власти Д. Трампа обусловил смену приоритетов в пользу первой из двух этих альтернатив, тогда как позиции администрации Б. Обамы были иными.

Особенности энергетической политики США обусловлены их уникальной ситуацией на мировых энергетических рынках: они являются одним из крупнейших производителей и одновременно потребителей нефти, природного газа и угля (в случае природного газа – крупнейшим после «сланцевой революции»). При этом США могут войти в число ведущих поставщиков сжиженного природного газа (СПГ) на рынки Южной Америки, в ряд стран ЕС, а в долгосрочной перспективе – на Ближний Восток и в Азию.

Идея энергетической независимости США, продвигаемая Д. Трампом и его администрацией, является логическим продолжением энергетической политики большинства предыдущих администраций [1]. Проблемы обеспечения энергетической безопасности довольно тесно связаны с геополитическими интересами. Соединенные Штаты уже значительно сократили импорт нефти из Саудовской Аравии (с 436,0 млн баррелей в 2011 г. до 348,6 млн баррелей в 2017 г.), Алжира (с 130,7 млн баррелей в 2011 г. до 68,9 млн баррелей в 2017 г.), Мексики

(с 440,3 млн баррелей в 2011 г. до 249,1 млн баррелей в 2017 г.) и т.д.<sup>3</sup> Избыточное предложение газа на внутреннем американском рынке привело к тому, что Америка постепенно начинает реализовывать проекты по экспорту газа. Первые танкеры СПГ были отправлены в феврале 2016 г., и с тех пор США поставили газ в Европу, Азию и Южную Америку. Согласно прогнозам US Energy Information Administration к 2035 г. на сланцевый газ – основной ресурс для наращивания производства и экспорта газа – будет приходиться около 46% добычи природного газа в США.<sup>4</sup> Также специалисты МЭА прогнозируют многократное увеличение поставок американского сжиженного газа в Европу к 2040 г.: ЕС будет покупать 84 млрд м<sup>3(5)</sup> СПГ – 22% от всего импорта [2].

Переход на газовое самообеспечение (вплоть до перепроизводства) приводит к тому, что исторически сложившиеся поставщики природного газа в США теряют одного из ключевых импортеров, вследствие чего формируется структурный дисбаланс на рынке. Такие сдвиги приводят к тому, что бывшие поставщики энергоресурсов в США вынуждены искать новые рынки сбыта (в том числе ЕС – один из самых привлекательных).

ЕС импортирует более половины потребляемой энергии (около 90% сырой нефти и двух третей природного газа), причем в отношении газа имеет значительную зависимость от одного поставщика – России, что ставит энергетическую безопасность Европы в достаточно уязвимое положение. По мере ввода новых СПГ-мощностей по сжижению и регазификации проблема будет постепенно смягчаться, и темпы этого смягчения в значительной степени теперь зависят от политики США.

### Активизация энергосотрудничества США – ЕС

Современный этап глобализации энергетики неразрывно связан с активизацией международного сотрудничества США с ЕС в области

<sup>3</sup> Данные U.S. Energy Information Administration (EIA). URL: [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_move\\_impcus\\_a2\\_nus\\_ep00\\_im0\\_mbb1\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_impcus_a2_nus_ep00_im0_mbb1_a.htm).

<sup>4</sup> Shale gas is a global phenomenon. 05.04.2011. URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=811>.

<sup>5</sup> Здесь и далее – в пересчете на газ в газообразном состоянии, если не указано иное.

энергетики, катализаторами которого стали «сланцевая революция» и конфликт на Украине, до самого последнего времени сохраняющей позиции ключевого транзитера газа из России в Европу.

Динамика развития энергетических отношений Европейского союза и Соединенных Штатов показывает, что, начиная со второй половины 2000-х гг. – периода, который в отношениях между Украиной и Россией был отмечен рядом конфликтов вокруг поставок газа, – сотрудничество европейцев и американцев укрепляется по многим аспектам: борьба с изменениями климата, диверсификация маршрутов поставки энергоресурсов, совместная разработка нетрадиционных запасов газа. В 2009 г. Европейская комиссия (ЕК) положительно отреагировала на предложение Вашингтона начать разработку сланцевых месторождений на территории ЕС. Кроме того, была активизирована политика по полной либерализации и созданию конкуренции на рынке Европы путем разработки Плана действий ЕС по обеспечению энергетической безопасности и солидарности (2008 г.) [3, р. 39], Третьего энергопакета (2009 г.), к которым многие годы подталкивали США и выступали за максимально жесткий вариант для России [3].

В 2009 г. был также организован Энергетический совет ЕС – США [4], направленный на активизацию двустороннего сотрудничества в области решения возникающих проблем, сопряженных с глобальной энергетической безопасностью (в том числе по минимизации и управлению рисками, связанными с перебоями в поставках энергоресурсов), разработки низкоуглеродных технологий, совместных проектов и исследований в области изменения климата.

### **Цели внешней энергополитики США на европейском энергорынке и механизмы их реализации**

Исходя из описанных выше факторов и программных документов США можно выделить ряд целей США на европейском энергорынке:

- снижение энергетической зависимости европейских союзников США от России путем лоббирования новых инфраструктурных проектов (СПГ-терминалов), чтобы

не допустить применения российскими властями энергетики в качестве рычага политического влияния в рамках взаимодействия России с ЕС и одновременно реализовать поставки газа из США и потенциально союзных им государств;

- продвижение технологий разработки нетрадиционных (в частности сланцевых) углеводородов, также в рамках политики диверсификации источников углеводородного сырья Европы и реализации собственных передовых технологий в данной сфере.

Об энергетическом сотрудничестве на достаточно высоком уровне говорят совместные американо-европейские проекты, такие как Транс-анатолийский газопровод (TANAP) (к 2023 г. пропускная мощность планируется на уровне 24 млрд м<sup>3</sup>, при запуске – 18 млрд м<sup>3</sup>) и Транс-адриатический газопровод (TAP) (пропускная мощность – 10 млрд м<sup>3</sup>), которые станут частями Южного газового коридора, активно продвигаемого США. По состоянию на сентябрь 2018 г. газопровод TAP, конечная цель которого – транспортировка газа из стран Каспия и Ближнего Востока в ЕС, построен уже на 80% [5]. Начало эксплуатации газопровода назначено на 2019 год. По подсчетам экспертов, TAP не позволит значительно снизить зависимость от России, но большим преимуществом является диверсификация источников [6]. Предполагается, что газопровод станет частью Южного газового коридора, активно продвигаемого Америкой. Южный газовый коридор является приоритетным направлением для европейских наднациональных институтов и соответствует энергетической стратегии ЕС, поскольку он обеспечит не только экономические выгоды, но и повысит долгосрочный уровень энергетической безопасности стран Европы, разнообразит поставки природного газа, будет содействовать интеграции внутреннего рынка и формированию конкуренции.

Примечательно то, что в проекте Транс-адриатического газопровода непосредственно не задействована ни одна американская компания, однако на подписании соглашения о запуске строительства присутствовал представитель США – А. Хохштайн – специальный предста-



витель и координатор по международным вопросам энергетики Госдепартамента США. Он заявил: «Проект Трансадриатического газопровода является приоритетным для США, как ни один другой» [7]. Вашингтон с конца 1990-х гг. активно поддерживал нефтегазодобывающие предприятия с целью поддержать «глобальную диверсификацию энергии», продвигая выход на мировой рынок таких стран, как Туркменистан, Азербайджан, Казахстан [3, р. 40].

Кроме того, представители администрации Б. Обамы участвовали в ряде переговоров с Грецией и Болгарией, заявляя, что российский проект является опасным по политическим причинам, поэтому стоит выбрать «правильный газопровод» для участия [8]. При этом Госдеп США критично отзывался об инвестировании ЕС в газопровод «Северный поток – 2» и о нарушении «Газпромом» Третьего энергопакета, однако проекту ТАР была оказана активная поддержка [9], несмотря на нарушение ключевых европейских принципов разделения продажи и транспортировки энергоресурсов в соответствии с нормами Третьего энергопакета.

В случае с Трансадриатическим газопроводом ЕК в 2013 г. сделала исключение<sup>6</sup> (представители проекта ТАР еще в 2011 г. обратились за получением изъятий) и одобрила азербайджанской компании SOCAR прокачку только собственного газа, не оставляя конкурентный доступ к трубопроводу на европейской территории для любого другого поставщика. При этом SOCAR является и добывающей компанией. Роль США в проекте TANAP по большей части заключалась в привлечении ключевых участников.

### Перспективы экспорта американского газа в Европу

Подробнее анализируя перспективы полномасштабного экспорта американского СПГ в Европу, стоит отметить, что, во-первых, ЕС менее зависим от газа (23,8% от общего потребления энергоресурсов в 2017 г. [10]), в отличие от Соединенных Штатов (28,5% от общего по-

требления энергоресурсов, согласно статистическим данным 2017 г. [10]), и активное развитие ВИЭ повышает шансы на умеренный уровень потребностей в газе, во-вторых, внутри Европейского союза были попытки и надежды на собственную «сланцевую революцию». Однако в Европе «сланцевая революция» не состоялась: опыт США оказался не применим к европейскому континенту, поскольку породы сланца залегают глубже, следовательно, технологическая специфика должна быть иной. Также плотность населения в местах потенциальной разработки выше, соответственно и себестоимость добычи гораздо больше. Кроме того, в Европе до сих пор очень болезненно воспринимается экологический ущерб от добычи сланцевых газа и нефти, поэтому «зеленые» движения и партии, скорее всего, предпримут все необходимые действия против негативного воздействия на окружающую среду [11, с. 2-10].

Осторожная политика в отношении нетрадиционного газа усугубила европейские проблемы со снижением собственной добычи, вследствие которых, даже при отсутствии значительного роста спроса, ЕС планирует импортировать СПГ из Канады, США, Северной Африки, Каспийского региона (на данный момент основные поставщики СПГ – Катар, Алжир, Нигерия) [12]. В настоящее время на территории ЕС построено почти 200 регазификационных установок (около 30-ти терминалов [13]) для получения СПГ в Бельгии, Финляндии, Франции, Италии, Португалии, Литве, Голландии, Испании, Великобритании, Греции, Польше, Швеции, однако имеющиеся мощности недозагружены примерно на 80%, ввиду того, что до 2016-2017 гг. на мировом рынке наблюдалось серьезное ограничение мощностей по сжижению. Несмотря на недоиспользование регазификации, ЕС продолжает строительство семи новых регазификационных терминалов с учетом вероятного развития рынка СПГ в среднесрочной перспективе по мере ввода новых терминалов по сжижению в различных регионах мира (в том числе США) или форс-мажорных обстоятельств, связанных со срывами поставок энергоресурсов [14].

<sup>6</sup> European Commission. Commission decision of 16.5.2013 on the exemption of the Trans Adriatic Pipeline from the requirements on third party access, tariff regulation and ownership unbundling laid down in Articles 9, 32, 41(6), 41(8) and 41(10) of Directive 2009/73/EC.

Существенным преимуществом для европейцев является то, что американский СПГ поможет Европе достичь цели по снижению зависимости от российского газа. Соответственно, он повысит энергобезопасность и укрепит переговорную позицию ЕС, европейских государств и компаний, которые получат рычаги давления на Россию, в том числе в переговорах по ценам и предоставляемым скидкам. Кроме того, ЕС получит возможность дальше продвигать идею интегрированного, либерализованного рынка и обезопасит страны от возможных перебоев с поставками со стороны России, а не полностью исключит Россию в качестве поставщика энергоносителей [15]. Существует выгода и для США: способствуя реализации задач энергобезопасности Европы в рамках политической повестки, Соединенные Штаты продвигают собственные коммерческие интересы, параллельно обеспечивая собственную безопасность.

Потенциальное прямое краткосрочное влияние американского СПГ на европейский рынок весьма невелико, так как требуются значительные инвестиции и издержки на сжижение, строительство инфраструктуры для хранения газа, транспортировку (около 80% расходов, которые несет экспортер, составляют расходы на сжижение [12, р. 6]). В результате стоимость СПГ из США на европейском рынке будет значительно превышать цену на российский трубопроводный газ. По оценке МЭА и аналитиков Оксфордского института энергетических исследований, средняя рентабельная цена на американский газ для стран Европы составляла 245 долл. за 1000 м<sup>3</sup> в 2016 г. [16], при этом средняя экспортная цена российского газа на европейском рынке в 2016 г. составила 165 долл. за 1000 м<sup>3</sup> [17]. Несмотря на относительно высокую стоимость для полной окупаемости сланцевых проектов, некоторые европейские эксперты полагают, что к 2020 г. США станут третьим крупнейшим поставщиком СПГ в мире [18], а Wood Mackenzie ожидает, что 60% экспорта газа США в 2020 г. будет направлено именно в ЕС [19].

Политический фактор может повлиять на то, что США будут искусственно занижать цену для союзников по НАТО с целью снизить российское влияние на Европу. В среднесрочной перспективе вполне вероятно, что страны Восточ-

ной Европы (в частности страны Прибалтики) будут настаивать на переходе на американский газ, поскольку именно они зависимы от российского трубопроводного газа более чем на 70%. Налаженная инфраструктура с Россией, конкурентоспособные цены «Газпрома» уменьшают вероятность полномасштабного перехода на американский сжиженный газ или СПГ. Однако конкуренция между поставщиками газа может сделать цены для импортеров более выгодными.

Одним из направлений политики энергетической безопасности ЕС де-факто является достижение газовой независимости от России, что активно поддерживается и лоббируется со стороны США. Поэтому, оценивая перспективы Европы, можно отметить, что ее положение является одним из самых выгодных. Во-первых, предполагаемая конкуренция среди поставщиков как трубопроводного газа, так и СПГ дает возможность ЕС либо получать скидки, выбирая наиболее выгодный вариант, либо устанавливать иные контрактные условия, поскольку экспортеры будут стараться сохранить рыночную долю и минимизировать издержки. Во-вторых, пока потребление Европы находится на достаточно стабильном уровне, происходит диверсификация поставщиков энергоресурсов, энергобезопасность европейских стран укрепляется. Впрочем, вероятное снижение собственного производства ухудшит эту перспективу. Также проблемой в перспективе может стать так называемый евроскептицизм, который окажет негативное влияние на целостность подхода стран ЕС к проблеме энергобезопасности.

### **Санкции на фоне изменения политической конъюнктуры в США**

С приходом администрации во главе с Д. Трампом как российские, так и американские эксперты и бизнесмены разделились на тех, кто ждал потепления в отношениях с США, и тех, кто считает, что радикальных перемен не произойдет. Тем не менее санкционный режим сохраняется.

Наиболее существенное развитие санкционного режима при действующем президенте США – пакет санкций июля 2017 г. – распространяется на международные проекты с уча-

ствием российских компаний, ограничения на поставку оборудования, услуг, технологий, необходимых для разработки арктических месторождений, глубоководной нефти и добычи из сланцевых пород. Ограничения касаются снижения сроков кредитования основных нефтегазовых компаний («Роснефть», «Газпром нефть», «Транснефть», «НОВАТЭК»). Также в документе содержатся ограничительные меры в отношении совместного участия всех российских (ранее в список компаний были включены «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «Сургутнефтегаз») и американских компаний в проектах по разработке сланцевой нефти, арктического шельфа и глубоководных месторождений [20], ограничения распространяются на строительство инфраструктуры для экспорта энергоресурсов (нефтепроводов, газопроводов), что опять же ставит под угрозу своевременную реализацию ряда российских проектов («Турецкий поток» и «Северный поток – 2» (данному газопроводу в рамках санкций уделяется особое внимание, как объекту для противодействия его строительству)). На сегодняшний день эффекты от этих санкций не являются критическими, так как масштабы разработок глубоководной и сланцевой нефти российских компаний как внутри стран, так и за рубежом весьма невелики (в части Арктики планы более обширны). К тому же введение пороговой доли участия российских компаний на уровне 33% (в том числе для проектов в России) сохраняет возможности для работы в данных сферах.

Законопроекты о новых пакетах санкций США вызывают негативную реакцию у европейцев. В частности, канцлер ФРГ А. Меркель выступила против принятия документа, ведь он не только нацелен против немецко-российского газопровода «Северный поток – 2» и других инфраструктурных проектов. Негативную реак-

цию выразил и канцлер Австрии, заявивший, что целью США является обеспечение успешного функционирования американского ТЭК, а энергоснабжение Европы – дело самой Европы, а не США.

Брюссель провел работу и с администрацией, и с конгрессменами с целью тщательного пересмотра и смягчения закона, направленного против Москвы, поскольку санкции могут не только привести к обострению американо-европейских отношений, но и подорвать энергетическую безопасность Европы.

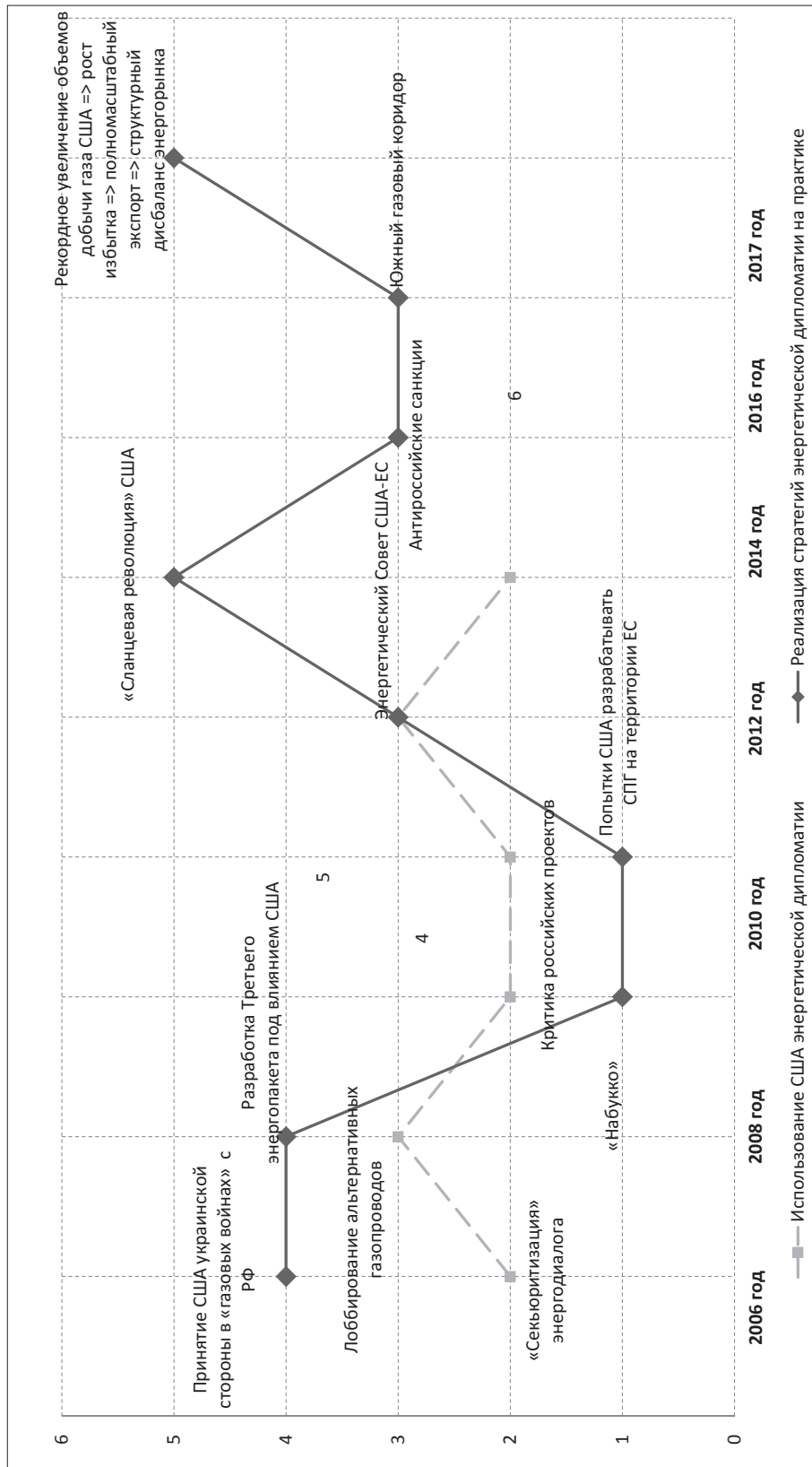
### Степень влияния США на российско-европейские энергетические отношения

Можно провести ранжирование факторов воздействия США по степени их влияния, согласно разработанному авторами критериям, на энергетическое сотрудничество России с Европейским союзом. Факты как прямого, так и косвенного влияния США на энергосотрудничество России с ЕС можно классифицировать согласно ряду критериев, представленных в таблице.

Наивысшим баллом можно оценить «сланцевую революцию» США, которая повлияла не только на локальные или региональные рынки, но и на мировые цены на энергоносители, произвела колебания на мировом энергорынке, сместив экспортные направления. Низший балл присвоен газопроводу «Набукко», который в связи с проблемами с потенциальными поставщиками и инвесторами, не был реализован (однако активно лоббировался представителями Госдепартамента США) и, соответственно, влияния на энергетические отношения между Россией и ЕС не оказал.

### Шкала оценки влияния фактора США на энергосотрудничество России-ЕС

1 балл	Инициативы с низкой степенью влияния на рынок
2 балла	Воздействие, требующее дипломатической реакции со стороны России
3 балла	Воздействие на региональный рынок
4 балла	Воздействие, вызывающее трансформацию энергополитики ЕС
5 баллов	Масштабное воздействие на мировой рынок и международные потоки



Степень влияния США на российско-европейские энергетические отношения

Далее факторы разделены на две группы: реализация США стратегий энергетической дипломатии и непосредственное использование энергетической дипломатии. Под энергетической дипломатией понимается комплекс практических действий, осуществляемых Госдепартаментом США, направленных на защиту национальных интересов в области реализации энергоресурсов посредством проведения переговоров. К таким действиям относятся следующие факторы: критика российских проектов, лоббирование альтернативных газопроводов, секьюритизация энергодиалога Россия – ЕС. К реализации стратегий энергодипломатии на практике относятся прикладные проекты и проектные инициативы в производственной и регулятивной сферах ТЭК, осуществляемые администрацией США для достижения энергетической безопасности самих Соединенных Штатов и их союзников – стран ЕС (см. рисунок).

Более сильное влияние на энергетические отношения оказывают факторы, связанные с инициативами энергетической дипломатии США в ходе политики администрации Б. Обамы, в рамках обеспечения энергетической безопасности в Европе и США. Под реализацией стратегий подразумеваются попытки разработки сланцевых месторождений на территории ЕС, организация Совета по энергетике совместно с ЕС, разработка Третьего энергопакета под влиянием США и т.д. В 2010 г., как раз, когда началась перезагрузка в отношениях США – Россия снизился уровень влияния Соединенных Штатов на энергетическое сотрудничество между Россией и ЕС. Далее снова наблюдается рост. Можно сделать вывод о том, что США создают определенные условия противостояния, на фоне которых происходит эволюция энергетической стратегии ЕС в сторону сближения с Америкой. Предположения о дальнейшем расширении влияния США на данный момент сделать достаточно трудно, поскольку с приходом администрации Д. Трампа происходит трансформация энергетической стратегии, основа которой – насыщение внутреннего рынка собственными энергоносителями. Однако, учитывая привлекательность европейского рынка, можно предположить, что США будут стремиться занять свою нишу на нем.

### Сценарный анализ развития отношений России и ЕС под влиянием США

На данном этапе можно разработать три сценария развития отношений Россия – ЕС под влиянием США: оптимистичный, пессимистичный и наиболее вероятный. Оптимистичным (для России) сценарием развития отношений с Европейским союзом является развитие инновационных технологий в области энергетики, что повышает конкурентоспособность российских энергоносителей и энергетических технологий на рынке и, как следствие, ведет к появлению новых контрагентов (стран АТР). За счет расширения торгово-экономических отношений с этими контрагентами растет роль торгово-интеграционных группировок с участием России. Смягчение политики США в отношении России, отмена антироссийских санкций и взаимные действия со стороны России могут дать старт работы по изменению характера двусторонних отношений в сторону их нормализации. Совокупность благоприятных факторов позволит России реализовать экспортный потенциал на новых рынках, получить дополнительные инвестиции, а также повысить свою конкурентоспособность в мировой экономике.

Пессимистичным сценарием для России является снижение спроса на все виды ископаемого топлива в ЕС в связи с развитием технологий и появлением новых поставщиков (например, США). Непосредственно на России это может отразиться, с одной стороны, предоставлением более гибкой системы ценообразования, скидок для того, чтобы оставаться конкурентоспособным экспортером на рынке. Фактором ослабления России на европейском рынке может стать эскалация региональных конфликтов и, как это часто наблюдается, разные позиции России и США по урегулированию ситуации. Как следствие – усилится напряженность в отношениях с Европой на политическом и экономическом уровнях. В среднесрочной перспективе нет предпосылок к снятию антироссийских санкций, наблюдаются экономические потери России в связи с отсутствием инвестиционных вливаний со стороны Запада, доступа к специализированным технологиям, что в совокупности не даст дополнительного импульса для развития

энергетической отрасли и экспортного потенциала России. Совокупность критических факторов может оказать влияние на международный имидж России, что не позволит укрепить торгово-экономическую интеграцию со странами ближнего и дальнего зарубежья.

Наиболее вероятный сценарий не предполагает сближения США с Россией в среднесрочной перспективе, поскольку последние действия Америки (продлонгация санкций, дипломатическая война с Россией) усиливают конфронтацию, а мирное урегулирование конфликта находится под угрозой. Оценивая перспективы США в области сотрудничества с Европой, можно констатировать, что в связи с упрощением условий экспорта и получением разрешений на добычу природного газа методом гидроразрыва пласта в ряде штатов, а также выгодными условиями в Европе для развития сотрудничества, США будут направлять усилия на получение доли европейского рынка.

### Выводы

В связи с трансформацией глобальных энергетических рынков происходит смена расстановки сил на международной политической арене. Активизация энергетического сотрудничества США – ЕС показывает, что Соединенные Штаты выделяют ряд целей на европейском энергорынке, среди которых: снижение энергозависимости от России путем лоббирования новых инфраструктурных проектов, продвижение технологий разработки нетрадиционных (в частности сланцевых) углеводородов. Американский газ может помочь Европе получить рычаги давления на Россию и укрепит энергетическую безопасность ЕС, однако его ценовая конкурентоспособность относительно российского газа находится под большим вопросом.

Наиболее сильное влияние на энергетические отношения оказывают факторы, связанные с инициативами энергетической дипломатии США администрации Б. Обамы, в рамках обеспечения энергетической безопасности в Европе и США. Под реализацией стратегий подразумеваются попытки разработки сланцевых месторождений на территории ЕС, организация Совета по энергетике совместно с Европейским

союзом, разработка Третьего энергопакета под влиянием США и т.д. Однако свое воздействие оказала также и сама энергетическая дипломатия, которая часто характеризуется политизацией отношений России с ЕС и является катализатором к реальным действиям. Политизация сотрудничества проявляется в критике российско-европейских проектов, секьюритизации, лоббировании альтернативных газопроводов. Администрации США создают определенные условия противостояния, на фоне которых происходит эволюция энергетической стратегии ЕС в сторону сближения с Америкой.

С изменением политической конъюнктуры в США российско-американские отношения переживают новый виток напряженности, что выражается в санкциях, затрагивающих российский топливно-энергетический сектор, контрсанкциях и дипломатической войне. Новые пакеты санкций вызывают негативную реакцию у европейцев, поскольку такого рода ограничения негативно сказываются не только на энергетической безопасности ЕС, но и на развитии мировой экономики.

Энергетическое сотрудничество России и Европы в энергетической сфере, безусловно, будет продолжено, несмотря на косвенное влияние США и геополитические разногласия, ввиду географической близости, инфраструктурных особенностей и рыночной конъюнктуры. ЕС в среднесрочной перспективе вряд ли сможет полностью отказаться от российского газа, заменив его равноценными источниками. Россия, в свою очередь, активно развивает СПГ-проекты и трубопроводную инфраструктуру, которые нацелены и на европейский рынок («Северный поток – 2», «Турецкий поток», Балтийский СПГ), и на рынок АТР. Исходя из этого положение ЕС является одним из самых выгодных, поскольку предполагаемая конкуренция среди поставщиков как трубопроводного газа, так и СПГ дает возможность ЕС добиваться либо преференциального ценового режима, либо установления новых контрактных отношений, поскольку поставщики энергоресурсов будут стараться удержать существующую долю рынка и минимизировать издержки. США на данном этапе нацелены прежде всего на обеспечение энергоресурсами собственного рынка.

### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Grigoriev L.M., Belova M.A., Kurdin A.A. *US energy security: an objective picture and a national approach / US in search of answers to the challenges of the XXI century* / ed. A.V. Kirichenko. M.: IWEIR RAS, 2010. P. 179-200 (in Russian).
2. IEA. *IEA World Energy Outlook 2017*. Paris: OECD / IEA, 2017.
3. Deni J.R., Stegen K. *Smith Transatlantic Energy Relations: Convergence or Divergence*. London: Routledge, 2013.
4. European Commission. *Energy Council transatlantic energy cooperation*. Press Release IP / 09/1674. November 4, 2009.
5. Trans-Adriatic Pipeline AG. *Project progress*. URL: <https://www.tap-ag.com/pipeline-construction/project-progress> (access date: 04.11.2018)
6. Nichol J. *Armenia, Azerbaijan and Georgia: Political Developments and Implications for U.S. Interests*. Congressional Research Service Report. 2014.
7. TAP Remains U.S. Government's Priority. URL: <https://www.usacc.org/news-a-publications/investment-news/1486-tap-remains-us-governments-priority.html> (access date: 02.02.2018).
8. Deutsche Welle. *US wants Greece to stick to the 'right' pipeline*. URL: <http://www.dw.com/en/us-wants-greece-to-stick-to-the-right-pipeline/a-18439958> (access date: 12.02.2017).
9. U.S. Department of State. *The Southern Gas Corridor Press Statement: Selection of Pipeline*. June 28, 2013.
10. BP. *BP Statistical Review of World Energy June 2018*. BP, 2018.
11. Ernst & Young. *Shale gas in Europe: revolution or evolution?* EY, 2012.
12. Wilson A. *Liquefied Natural Gas in Europe // European Parliamentary Research Service Briefing*. Nov. 2015.
13. GIIGNL. *The LNG industry GIIGNL Annual Report 2017*. GIIGNL, 2017.
14. King & Spalding. *LNG in Europe 2016/2017: An Overview of LNG Import Terminals in Europe*. King & Spalding LLP, 2016.
15. Bordoff J., Houser T. *American gas to the rescue? US LNG exports N.Y.: Columbia University in the City of New York*, 2014.
16. Eurasia Daily. *One year of LNG exports from the United States: Europe is trying to close its failure with Asia*. 01/13/2017. URL: <https://eadaily.com/en/news/2017/01/13/odin-god-eksporta-spg-iz-ssha-proval-v-evrope-pytayutsya-zakryt-aziey> (access date: 02.02.2018).
17. Ministry of Economic Development of Russia. *Forecast of the socio-economic development of the Russian Federation for 2017 and for the planning period of 2018 and 2019*. M., 2016 (in Russian).
18. Salameh M. *U.S. LNG Exports Could Prove a Game Chang in the Global Gas Market // IAEE Energy Forum*. 2016. No. 4. P. 15-18.
19. LNG World News. *WoodMac: 60 pct of US LNG supplies to land in Europe*. 04.19.2017. URL: <https://www.lngworldnews.com/woodmac-60-pct-of-us-lng-supplies-to-land-in-europe>.
20. Analytical Center under the Government of the Russian Federation. *Anti-Russian sanctions against the global fuel and energy complex // Energy Bulletin*. 2017. No. 50. P. 14-19 (in Russian).

Поступила в редакцию  
05.04.2018 г.

УДК 620.9 (5-012)

А.М. Мастепанов<sup>1</sup>

## ИНТЕГРАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ И РОЛЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ИХ РАЗВИТИИ

*Аннотация.* В статье дан краткий анализ энергообеспечения стран Северо-Восточной Азии и решения проблем энергетической безопасности региона в условиях новых вызовов. Показана роль природного газа в этих процессах, а также в решении экологических проблем и выполнении климатических обязательств. Рассмотрены результаты прошедшей в октябре 2018 г. в Санкт-Петербурге в рамках Петербургского международного газового форума XV конференции Форума стран Северо-Восточной Азии по природному газу и газопроводам – Northeast Asian Gas and Pipeline Forum (NAGPF).

*Ключевые слова:* Северо-Восточная Азия, Китай, Республика Корея, Россия, Япония, энергообеспечение, природный газ, энергетическое сотрудничество, климатическая политика, мировая энергетика, прогнозы и сценарии, ВИЭ, энергоэффективность.

А.М. Mastepanov<sup>2</sup>

## INTEGRATION PROCESSES IN THE POWER INDUSTRY OF NORTHEAST ASIA AND THE ROLE OF NATURAL GAS IN THEIR DEVELOPMENT

*Abstract.* The article provides a brief review of energy security in Northeast Asia countries and solutions to energy security problems in the region against the background of new challenges. The role of natural gas in these processes, as well as in addressing environmental issues and meeting climate commitments, is shown. The paper reviews the results of the XV Conference of the Northeast Asian Gas and Pipeline Forum (NAGPF) held in October 2018 in St. Petersburg as part of the St. Petersburg International Gas Forum.

*Keywords:* Northeast Asia, China, Republic of Korea, Russia, Japan, energy supply, natural gas, energy cooperation, climate policy, world energy, forecasts and scenarios, RES, energy efficiency.

### Введение

Северо-Восточная Азия (СВА) – один из крупнейших макрорегионов планеты, наиболее динамично развивающееся геополитическое пространство мира, куда последовательно смещается центр тяжести мировой экономики и политики и где во многом определяются пути и формы дальнейшего мирового развития. Поэтому процессы, протекающие в этом регионе, оказывают заметное влияние и на развитие мировой экономики и энергетики в целом.

Однако само понятие – СВА – до сих пор не устоялось. В геополитическом плане границы

этого региона не определены, поэтому состав и география Северо-Восточной Азии колеблются в зависимости от контекста анализа [1, 2]. В данной статье речь пойдет прежде всего о Востоке России, КНР, двух Кореях, Монголии и Японии. Территориально к СВА тяготеют Юго-Восточная, Южная и Центральная Азия, а также Европа и Северная Америка. Отметим также, что СВА – часть более глобального Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), а страны СВА входят в организацию Азиатско-Тихоокеанского экономического сотрудничества (АТЭС) – рис. 1.

Особенностью современного этапа развития экономических систем большинства стран ре-

---

<sup>1</sup> Алексей Михайлович Мастепанов – заместитель директора Института энергетической стратегии, д.э.н., академик РАЕН, профессор, *e-mail:* amastepanov@mail.ru

<sup>2</sup> Alexey M. Mastepanov – Deputy Director of the Institute for Energy Strategy, Doctor of Economics, member of RAEN, Professor, *e-mail:* amastepanov@mail.ru



## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

гиона является их высокая степень внутреннего неравновесия, неустойчивости, на фоне развивающихся процессов флуктуации<sup>3</sup> внешней экономической среды (колебания цен на сырьевые товары, высокой волатильности на международном финансовом рынке – скачков процентных ставок и валютных курсов, изменения таможенной политики зарубежных партнеров и соотношения сил крупных центров мировой экономики и др.). Кроме того, на эти процессы оказывают свое влияние и глобальные флуктуации, в частности такие, как открытие новых источников энергетических ресурсов, глобальное потепление, демографические процессы и резкий рост социального неравенства, социальные революции и войны [5].

На фоне глобального сотрудничества Северо-Восточная Азия в рассматриваемых нами

границах выделяется двумя особенностями. Первая состоит в том, что в регион входят экономические и ресурсные страны-гиганты: Китай, Россия и Япония, на долю которых приходится более 22% населения Земли и более 25% производства ВВП (по ППС в долларах 2010 года). Вторая особенность заключается в том, что многосторонняя экономическая кооперация в нем практически отсутствует. Проявляется эта особенность в низкой доле внутренней торговли между крупнейшими странами региона, которая держится на уровне менее 20%. Для сравнения: в Евросоюзе и Североамериканской зоне этот показатель близок к 50%.

Кроме того, Китай и Россия одновременно входят и в другие геополитические регионы – Юго-Восточную Азию и Европу, соответственно, со странами которых у них исторически сло-



Источник: [3].

Рис. 1. Северо-Восточная Азия на карте мира

<sup>3</sup> Под термином «флуктуация» в данном случае понимается нестабильность, отклонение от состояния равновесия, нормы [4].

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

жились обширные экономические связи, а для Китая, Р. Кореи и Японии основными торговыми контрагентами являются США и ЕС [1].

### Энергетическая ситуация в странах СВА и роль газа в ее развитии

В полной мере сказанное выше относится и к энергетике стран СВА, их обеспечению энергоресурсами. И хотя этот регион в целом является энергодостаточным, на уровне отдельных стран и регионов картина весьма разнообразная: одни из них, как, например, Восток России, энергоиз-

быточны, другие, особенно Япония и Р. Корея – энергодефицитны. Причем в силу исторических и геополитических причин СВА, как регион, и вывозит энергоресурсы за свои пределы, и импортирует их в огромном и все большем масштабе, что, в частности, обостряет и проблемы его энергетической безопасности. В табл. 1 приведены основные показатели энергетического сектора экономики этих государств в 2016-2017 годах.

Своеобразной энергетической особенностью региона СВА является и то, что внутрирегиональные перетоки топлива и энергии обеспечи-

Таблица 1

Основные показатели энергетического сектора экономики стран СВА в 2016-2017 гг.

Показатели	Россия	Китай	КНДР	Р. Корея	Монголия	Япония
Численность населения*, млн чел.	144,3	1378,7	25,4	51,2	3,0	127,0
Производство ВВП по ППС*, млрд долл. (в ценах 2010 г.)	3176,8	19450,4	101,9	1796,1	33,7	4759,8
Разведанные запасы нефти, млрд т	14,5	3,5	0,6-8,0 <sup>2,3</sup>	0	1,6**	0,006
Добыча нефти, млн т	554,4	191,5	-	0	1,17	0,2
Потребление нефти, млн т н.э.	153,0	608,4	0,6 <sup>3</sup>	129,3	1,47**	188,3
Разведанные запасы газа, трлн м <sup>3</sup>	35,3	5,5	-	0	0 <sup>4</sup>	0,02 <sup>5</sup>
Добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	635,6	149,2	-	0,2	-	3,2
Потребление газа, млрд м <sup>3</sup>	424,8	240,4	-	49,4	-	117,1
Разведанные запасы угля, млрд т	160,4	138,8	0,6 (14,7 <sup>2,3</sup> )	0,32	2,52***	0,35
Добыча угля, млн т н.э.	206,3	1747,2	14,3 <sup>1,3</sup>	0,7	30,3	0,8
Потребление угля, млн т н.э.	92,3	1892,6		86,3		120,5
Суммарное производство топлива и энергии*, млн т н.э.	1373,7	2360,5	21,3	51,4	20,8	35,4
Потребление первичных энергоресурсов*, всего, млн т н.э.	732,4	2958,0	8,8	282,4	5,0	425,6
Потребление первичных энергоресурсов на душу населения*, т н.э./чел.	5,07	2,15	0,35	5,51	1,64	3,35
Энергоемкость ВВП по ППС*, т н.э./тыс. долл. (в ценах 2010 г.)	0,23	0,15	0,09	0,16	0,15	0,09

Примечания: \* - 2016 г.;

\*\* - оценка Министерства минеральных ресурсов и энергетики Монголии;

\*\*\* - по оценке Министерства минеральных ресурсов и энергетики Монголии общие

разведанные запасы угля в стране составляют 162 млрд т;

0 - незначительны; 1 - млн т; 2 - ресурсы; 3 - оценка;

4 - кроме того, по оценкам, порядка 51 млрд м<sup>3</sup> метана угольных пластов;

5 - кроме того, по оценкам, от 4 до 60 трлн м<sup>3</sup> в виде газогидратов;

Разведанные запасы нефти, газа и угля даны по состоянию на конец 2017 г.

**Источник:** по данным МЭА, ВР, Министерства нефтяной промышленности КНДР, Institute for Energy Economics Japan, Korea Energy Economics Institute, сайта globalfirepower и др.

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

вают незначительную часть его энергопотребления, поэтому энергетический ландшафт СВА сегодня представляет собой набор обособленных друг от друга рынков, которые мало взаимодействуют между собой [5].

Кроме того, регион СВА представляет собой практически безграничный рынок энергетических товаров и услуг. Поэтому, как мы уже отмечали [2, 6-8], трудно представить лучший пример потенциального международного взаимодополнения, особенно в сфере экономики и энергетики, чем в регионе СВА. Одни страны региона богаты энергетическими, минерально-сырьевыми и другими природными ресурсами, другие – обладают самыми передовыми технологиями, третьи – огромными трудовыми ресурсами. Однако потенциал подобного сотрудничества далек от эффективного использования. Внутрирегиональные перетоки топлива и энергии обеспечивают незначительную часть энергопотребления Северо-Восточной Азии, поэтому энергетический ландшафт СВА сегодня представляет собой набор обособленных друг от друга рынков, которые мало взаимодействуют между собой, и где нет речи о глубокой региональной кооперации.

Многие из направлений сотрудничества, хорошо зарекомендовавших себя в различных районах мира, здесь представлены слабо. В первую очередь это относится к формату многосторонних связей: не ведется многосторонний энергетический диалог, не проводятся энергетические саммиты. В СВА реализуются крупные

международные энергетические проекты, но их участниками являются, за исключением принимающей стороны, внерегиональные акторы – хозяйственные субъекты. В формате двусторонних связей положение, на первый взгляд, гораздо лучше. Энергетическое сотрудничество в той или иной мере охватывает все страны региона и базируется как на двусторонних межправительственных соглашениях, так и на многосторонних соглашениях о разделе продукции, а также на различных долгосрочных контрактах между хозяйственными субъектами стран СВА и третьих государств. Однако имеющийся потенциал двустороннего сотрудничества также используется далеко не в полной мере [2].

Важнейшим направлением энергетической политики большинства стран СВА является совершенствование сложившейся структуры энергопотребления, оценка современного состояния которого дана в табл. 2.

При всех отличиях этой структуры в разных странах это направление стало особенно актуальным в последнее десятилетие в силу целого ряда причин, в том числе:

- необходимости снижения зависимости азиатских экономик от импорта нефти у традиционных поставщиков из удаленных регионов. Нестабильность на Ближнем Востоке, взрывоопасная ситуация в Нигерии и Ливии, санкции в отношении Ирана придали особую значимость этой причине;
- необходимости реагирования на вызовы, с которыми сталкивается человечество

Таблица 2

### Структура видимого потребления первичных энергоресурсов в странах СВА в 2015-2016 гг.

Показатели	Россия	Китай	КНДР	Р. Корея	Монголия	Япония
Суммарное потребление первичных энергоресурсов в 2016 г., млн т н.э.	732,4	2958,0	8,8	282,4	5,0	425,6
То же, в %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
в том числе:						
уголь	16	65	69	31	63	27
нефть	20	18	8	36	28	41
газ	53	6	-	16	-	24
атомная энергия	7	2	-	13	-	1
ВИЭ	4	9	23	4	9	7

Источник: по данным МЭА, ВР, Министерства минеральных ресурсов и энергетики Монголии, Institute for Energy Economics Japan, Korea Energy Economics Institute, и др.

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

в связи с изменениями климата, достижением целей, установленных Парижским климатическим соглашением, формированием малоуглеродной энергетики;

- необходимости оздоровления окружающей природной среды, сокращения вредных выбросов в атмосферу и улучшения качества воздушных бассейнов, использования экологически более чистых источников энергии.

С осознанием всех этих проблем страны СВА столкнулись с задачей кардинального изменения парадигмы своих энергетических стратегий. Кроме того, это осознание привело к конкуренции и концентрации усилий для ускорения наступления эры высокоэффективной энергетики и новой возобновляемой энергетики. В этих условиях неизбежным становится процесс совершенствования «энергетического микса». В результате таких трансформаций страны ставят перед собой не одну, как это было ранее, а две стратегические энергетические цели: традиционную – обеспечение энергетической безопасности, и новую, направленную на сдерживание выбросов окислов углерода<sup>4</sup>.

В решении этих задач важнейшая роль отводится природному газу, поскольку в странах СВА хорошо понимают, что газ не только самое чистое ископаемое топливо, но и, несмотря на его углеводородную природу, относительно чистый источник энергии в плане эмиссии углекислого газа. Именно поэтому в среднесрочной перспективе широкое использование газа в качестве альтернативного варианта к малоуглеродной энергетике будущего – «переходного источника энергии» (bridging energy resource) – практически не имеет альтернативы. Более того, по мнению многих специалистов, странам СВА нельзя

упускать возможности, которые открываются перед регионом вследствие изменений на газовом рынке с началом экспорта США сжиженного сланцевого газа. И хотя нестабильность мирового газового рынка, наблюдающаяся после сланцевой революции, для стран СВА – это серьезный вызов, но в то же время она может стать и новой возможностью. В условиях формирования более низких цен на природный газ и больших поставок сланцевого газа, странам СВА можно выбирать между сланцевым газом, который будет поставляться из США, и традиционным природным газом из России, стремящейся завоевать статус крупного поставщика газа в СВА [9].

Естественно, что современная ситуация с использованием природного газа в странах СВА весьма различна (см. табл. 1). Так, в Японии и Р. Корея доля газа в суммарном энергопотреблении составляет, соответственно, 24% и 16% (в 2013 г. – более 23% и 20%), тогда как в Китае – всего 6%, а в КНДР и Монголии природного газа в энергобалансе страны просто нет.

Более того, анализ и страновых данных, и результатов исследований международных организаций свидетельствует о значительной неопределенности не только с объемами потребления газа в странах СВА в предстоящие годы, но и с тенденциями спроса на него в целом (табл. 3).

Общими основными факторами неопределенности с перспективной динамикой потребления газа в странах СВА являются:

- мировые цены на углеводородное сырье и издержки добычи нефти и газа как из традиционных, так и нетрадиционных источников, а также соотношение между ценами и издержками;

Таблица 3

Ожидаемый диапазон объемов потребления газа в странах СВА, млрд м<sup>3</sup>

Страны	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	факт			прогноз		
Китай	194,7	209,4	240,4	245-250	265-270	269-334 и до 420
Р. Корея	45,6	47,6	49,4	45-44	44-43	от 43-45 до 50-73
Япония	118,7	116,4	117,1	131-133	132-135	от 95-110 до 132-135

**Источник:** по официальным данным соответствующих стран, ВР и результатам оценок и прогнозов национальных компаний и международных аналитических и инвестиционно-финансовых структур.

<sup>4</sup> Подробнее об этом см. [9].

- состояние деловой активности и темпы роста/падения экономического развития как самих этих стран, так и мировой экономики в целом;
- технологический прогресс в области использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и роста энергоэффективности;
- общее соотношение спроса/предложения на энергию;
- статус декарбонизации экономики и низкоуглеродной энергетики, а также правила реализации Парижского климатического соглашения ООН, которые должны быть выработаны в 2016-2018 гг. (Правила механизма устойчивого развития, Правила «по лесам», Правила отчетности и др.).

Кроме того, дополнительная неопределенность со спросом на природный газ в Японии связана со статусом и перспективами развития атомной энергетики<sup>5</sup>, в Китае – с экологическим фактором, а в Р. Корея – с развитием политической ситуации на Корейском полуострове [5].

Очередное широкое обсуждение всех этих проблем с участием специалистов большинства стран СВА состоялось 4-5 ноября 2018 г. в рамках VIII Петербургского международного газового форума на XV конференции Форума стран Северо-Восточной Азии по природному газу и газопроводам – Northeast Asian Gas and Pipeline – Forum (NAGPF).

### NAGPF и его конференции

История Форума началась в 1995 г., когда по инициативе правительств и заинтересованных компаний Японии, Китая и Южной Кореи в Токио была проведена первая международная конференция по проблемам создания трансасиатской газопроводной сети. В качестве наблюдателей на эту конференцию были приглашены также представители профильных организаций из России, США, Великобритании и ряда других стран.

В 1997 г. был официально создан Форум стран Северо-Восточной Азии по природному газу и газопроводам – Northeast Asian Gas and Pipeline Forum в качестве постоянно действующей региональной организации. В 1999 г. в состав Форума официально вошла российская организация, а в 2000 г. – монгольская<sup>6</sup>.

Главная цель работы Форума – обсуждение стратегических проблем, связанных с развитием национальных и регионального рынков природного газа, формированием газопроводной сети в СВА, изучение перспектив и роли газа в национальных экономиках стран-участниц, оценка эффективности использования ими российского газа и поиск новых направлений использования газа как наиболее экологичного топлива.

За предыдущие годы Форум организовал 14 крупных международных конференций: в Токио (1995, 2002, 2009 гг.), Пекине (1996 г.), Сеуле (1997, 2005, 2015 гг.), Улан-Баторе (1998, 2011 гг.), Якутске (1999 г.), Иркутске (2000 г.), Шанхае (2004 г.), Новосибирске (2007 г.) и Чэнду (2013 г.).

Конференции Форума вызывают существенный интерес у специализированных региональных и международных организаций, энергетических компаний, банков, инвестиционных фондов. В работе конференций на регулярной основе принимают участие представители государственных органов (не только стран СВА, но и США, Канады, Великобритании, Франции), Европейской энергетической хартии, крупнейших мировых нефтяных и газовых компаний [10].

В каждой из стран – участниц Форума создана соответствующая структура, в состав которой входят национальные исследовательские центры, крупнейшие нефтегазовые компании и банковские структуры:

- в Китае – Китайский исследовательский центр проблем сотрудничества в сфере природного газа и газопроводов в Азии (Asia Gas & Pipeline Cooperation Research Center of China);
- в Р. Корея – Корейская ассоциация при-

<sup>5</sup> Согласно Основному энергетическому плану 2014 г., рынок электроэнергии в Японии будет существенно дерегулирован, поэтому, по мнению японских специалистов, будущий статус ядерной энергии в условиях либерализованного рынка трудно прогнозировать [9].

<sup>6</sup> В настоящее время членство Монголии в NAGPF по инициативе Монгольской стороны приостановлено.

родного газа и газопроводов в Азии (Korea Pan-Asia Natural Gas & Pipeline Association);

- в Монголии – Общество нефти и нефтепроводов Монголии;
- в Японии – Японский комитет по вопросам развития инфраструктуры и использования природного газа (Natural Gas Infrastructure Development and Utilization Committee of Japan – NIDUC-J).

В России в 2001 г. рядом сибирских научных организаций было создано Исследовательское общество по проблемам Трансазиатской газопроводной сети, которое в 2003 г. была переименовано в Исследовательское общество по проблемам формирования Трансазиатской газопроводной и нефтепроводной сетей – ТРАНСАЗИАНЕФТЕГАЗ (перед иностранными партнерами выступает как ROSASIAGAS). Российские нефтегазовые компании и финансовые структуры в ROSASIAGAS не входят и до последнего времени в работе Форума участия практически не принимали, поскольку считают, что в «советниках» не нуждаются<sup>7</sup>.

Президент Northeast Asian Gas and Pipeline Forum избирается на два года на основе ротации (обычно им становится руководитель соответствующей национальной структуры Форума, ответственной за проведение очередной конференции). 14 ноября 2016 г. президентом Форума избран представитель России д.э.н., академик РАН А.М. Мастепанов.

Пятнадцатую международную конференцию Форума вначале намечалось провести в августе 2017 г. в Москве, однако в связи с высокой степенью неопределенности как на мировых нефтегазовых рынках, так и развития международных отношений, проведение конференции отложили на осень 2018 года.

### **XV конференция NAGPF и ее основные результаты**

Работу конференции открыл президент NAGPF. В своей программной речи он сформулировал главную цель работы конференции и основную задачу Форума стран Северо-Вос-

точной Азии по природному газу и газопроводам на современном этапе, а также определил стратегические задачи и направления не только деятельности NAGPF, но и развития всей газовой отрасли региона на предстоящие годы. В частности, он подчеркнул, что именно природный газ позволит странам СВА одновременно решить две основные стратегические задачи:

- обеспечить энергетическую безопасность как каждой из стран, так региона Северо-Восточной Азии в целом;
- сдерживать, а затем и снизить выбросы (эмиссию) углерода.

– В странах СВА есть все необходимые условия для того, чтобы этот регион стал самым динамично развивающимся газовым регионом мира. Но для того чтобы это случилось и природный газ занял должное место в энергообеспечении СВА, необходимо динамичное развитие регионального рынка газа путем развития газовой инфраструктуры региона и расширения энергетического сотрудничества. И, конечно же, нужны добрососедские партнерские отношения между странами СВА, так как вся история развития человечества свидетельствует, что без соответствующего доверия ни один крупный межгосударственный энергетический проект не может быть реализован. Достижение политического консенсуса и налаживание мирных процессов – обязательные условия построения регионального рынка энергоносителей. Доверие на международной арене является гарантией обеспечения устойчивого развития экономики и преодоления тех негативов, которые мы сегодня наблюдаем в виде протекционизма и ограничений в мировой торговле, введения различных санкций и других деструктивных действий, – отметил докладчик.

С приветствиями к участникам конференции выступили Лин Сяо (Ling Xiao) – вице-президент китайской компании PetroChina, Нобуо Танака (Nobuo Tanaka) – президент Комитета по вопросам развития инфраструктуры и использования природного газа Японии, бывший исполнительный директор МЭА; П.Н. Завальный – председатель Комитета по энергетике Государственной Думы РФ, президент Российского газового общества, Ли Чжон Хо (Lee Jong Ho)

---

<sup>7</sup> Подробнее см. [10].

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

– президент Корейской ассоциации природного газа и газопроводов в Азии.

В ходе двух пленарных сессий было заслушано 11 докладов, в которых был дан всесторонний анализ рынков газа в странах СВА, рассмотрены особенности и перспективы их развития в целях решения поставленных задач в области обеспечения энергобезопасности и экологической устойчивости национальных экономик. Кроме того, зарубежными специалистами были обозначены и новые элементы (цели и приоритеты) энергетической политики в своих странах:

- в Японии это «Policy target for 3E+S» (Safety, Energy security, Economic efficiency, and Environment) – безопасность энергетики как главный приоритет. Энергетическая безопасность, экономическая эффективность и экологичность;
- в Р. Корея – «Clean Energy, Nuclear Free Nation» – «Чистая энергия, безъядерная нация», подразумевающая: а) проведение экологически чистой энергетической политики и снижение выбросов пыли на 30% в результате вывода из эксплуатации старых угольных ТЭС, б) отказ от строительства новых АЭС и продления сроков эксплуатации действующих;
- в Китае – содействие экологически чистому развитию энергетики, в том числе всемерная господдержка газовой промышленности и газоснабжения как из мест-

ных ресурсов, так и путем формирования четырех стратегических коридоров для импорта газа в рамках китайской инициативы «Один пояс, один путь».

Еще 18 докладов о различных аспектах и проектах транспортировки природного газа в СВА (трубопроводных и СПГ), его переработки и использования было заслушано на секционных сессиях. Докладчики – специалисты ПАО «Газпром» и его дочерних структур, «Сахалин Энерджи», KOGAS, PetroChina, российских, китайских, корейских и японских компаний – производителей технологического оборудования для газовой отрасли, научных институтов и инжиниринговых компаний.

Анализ газового рынка Китая и перспективы его развития были рассмотрены в докладах Шань Вэйго (Shan Weigu), начальника отдела НИИ экономики и технологий Китайской национальной нефтегазовой корпорации – КННК (ETRI CNPC), и Чжоу Шухуэй (Zhou Shuhui), заместителя директора Института планирования и инжиниринга компании PetroChina. Согласно их докладам, прирост потребления газа Китаем в 2017 г. был самым значительным за всю историю газопотребления страны. Однако цифры докладчики приводили разные. По данным Шань Вэйго, прирост потребления газа составил рекордные 34,5 млрд м<sup>3</sup> (17% по отношению к предыдущему году), а само потребление достигло 235 млрд м<sup>3</sup> (рис. 2). По данным Чжоу



Рис. 2. Потребление природного газа в Китае в 2000-2017 гг.

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

Шухуэй, потребление выросло на 32,8 млрд м<sup>3</sup>, достигнув 238,6 млрд м<sup>3</sup>. Соответственно, доля газа в суммарном потреблении первичных энергоресурсов в стране увеличилась до 7,3%.

За первые три квартала 2018 г. прирост потребления газа составил в годовом исчислении также 17%, то есть столько же, сколько и за весь предыдущий год. Быстрее всего потребление газа в 2017 г. росло в промышленности и электроэнергетике, а также домохозяйствами (рис. 3).

Китайская статистика в отдельную категорию выделяет так называемый «городской газ» – использование газа в городах на цели энергообеспечения домашних хозяйств и небольших коммерческих предприятий, централизованного и децентрализованного отопления, а также как моторного топлива для автотранспорта и на различные коммунальные услуги. Рост его потребления происходит в рамках реализации жесткой государственной политики по пресечению ухудшения качества воздуха и воды, а также по сдерживанию роста выбросов парниковых газов и решению задач по оздоровлению окружающей среды путем перехода от использования угля к природному газу.

В результате на «городской газ» приходится самая большая часть суммарного газопотребле-

ния страны, причем его доля непрерывно растет (2010 г. – 34%, 2017 г. – 39%, рис. 3).

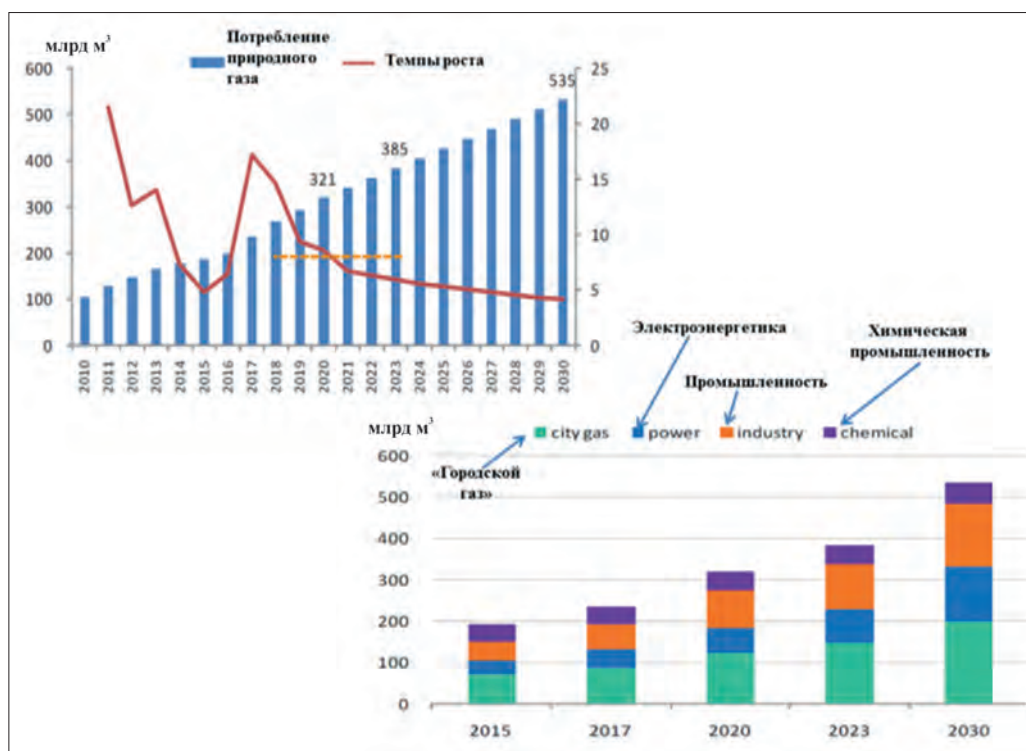
Особенно быстро растет потребление природного газа как моторного топлива. Как отметил Чжоу Шухуэй, использование природного газа в Китае в этом качестве для автомобилей началось еще в начале 1960-х годов. Национальный план «Чистый автомобиль», принятый на 1999-2009 гг., был разработан в целях защиты окружающей среды и уменьшения затрат на топливо. Ускоренное использование природного газа в качестве моторного топлива предусматривалось и 12-м пятилетним планом. В результате к концу 2017 г. в Китае насчитывалось 5,37 млн автомобилей на природном газе, что составляет около 1,7% от их общего числа, а также около 8 тыс. газовых заправочных станций (АГЗС), из которых 3,1 тыс. – криоАЗС для заправки сжиженным природным газом. В числе приоритетов Китая и перевод на СПГ речных судов. В частности, Министерство транспорта в июле 2017 г. приняло план строительства в период до 2025 г. 74-х СПГ-станций в бассейне р. Янцзы и Большого канала Пекин-Ханчжоу, предусматривая перевести все суда в этих районах на СПГ.



Источник: Zhou Shuhui, PetroChina Planning & Engineering Institute.

Рис. 3. Структура потребления газа в Китае





Источник: Shan Weiguo. ETRI CNPC.

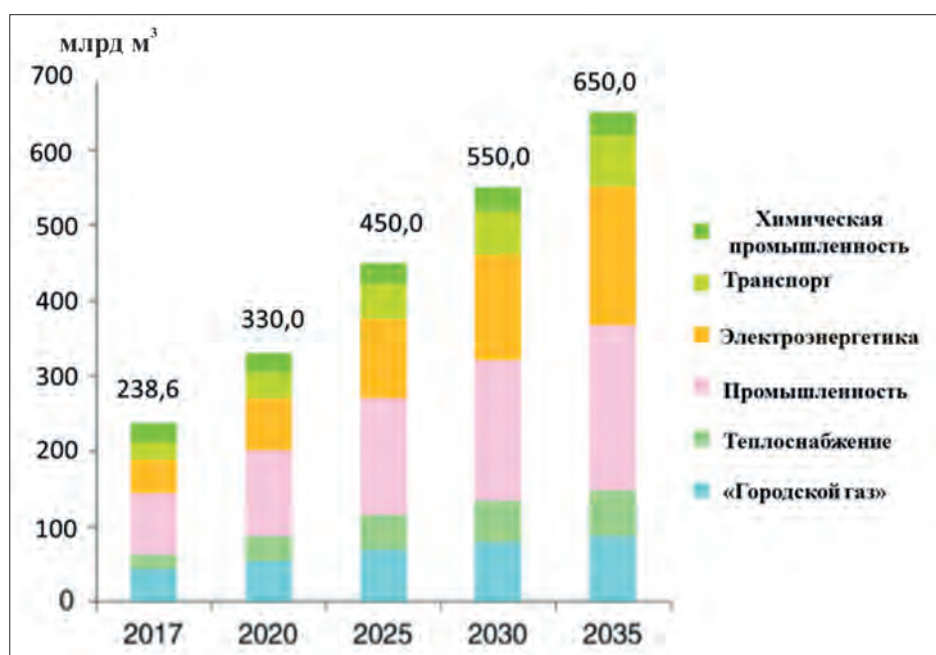
Рис. 4. Прогноз потребления газа в Китае

Как отметил Шань Вэйго, Правительство Китая активно продвигает рост потребления газа. Только в последние годы соответствующие меры были заложены в Стратегический план действий в области развития энергетики, 13-й пятилетний план экономического и социального развития КНР на 2016-2020 гг. и План развития китайской энергетики на 13-ю пятилетку, принятый Госкомитетом по развитию и реформам и Государственным управлением энергетики КНР, План действий по борьбе с загрязнением воздуха для района Пекин – Тяньцзинь – Хэбэй 2017-2018 гг., План развития чистого отопления для Северного Китая на 2017-2021 гг., План «битвы за голубое небо» на 2018-2020 гг. и другие документы. Этим же целям отвечают и проводимые реформы в нефтегазовой отрасли. Указанными документами предусматривается доведение доли газа в суммарном энергопотреблении Китая до 8,3-10% в 2020 г. и до 15% в 2030 году.

Согласно прогнозам, озвученным Шань Вэйго, к 2020 г. спрос на природный газ в Китае составит 321 млрд м³, а к 2023 г. – 385 млрд м³, а среднегодовые темпы роста за 2017-2023 гг. – 8,5%. В течение 2018-2023 гг. наиболее высокими

темпами будет расти спрос на «городской газ» и газ в энергетике и промышленном секторе. В то же время именно в двух последних секторах кроется наибольшая неопределенность с масштабами дальнейшего газопотребления. Прогнозы объемов и структуры потребления газа в Китае на период до 2030 г. показаны на рис. 4. Соответствующие прогнозы на период до 2035 г. продемонстрировал и Чжоу Шухуэй (рис. 5). Однако разные структуры газопотребления в приводимых докладчиках слайдах затрудняют их прямое сравнение.

В своем выступлении Шань Вэйго подробно рассмотрел и источники покрытия перспективного спроса на газ в Китае – национальную добычу и импорт. Так, в 2017 г. суммарное производство газа в Китае составило 147,5 млрд м³, увеличившись по сравнению с предыдущим годом на 9,8%. Из этих объемов 131,9 млрд м³ (89,1%) составил природный газ из месторождений традиционного типа, 9,0 млрд м³ (6,1%) – сланцевый газ, 4,4 млрд м³ (3,0%) – метан угольных пластов и 2,2 млрд м³ (1,5%) – синтетический газ, полученный путем газификации угля.



Источник: Zhou Shuhui. PetroChina Planning & Engineering Institute.

Рис. 5. Прогноз структуры потребления газа в Китае на период до 2035 г.

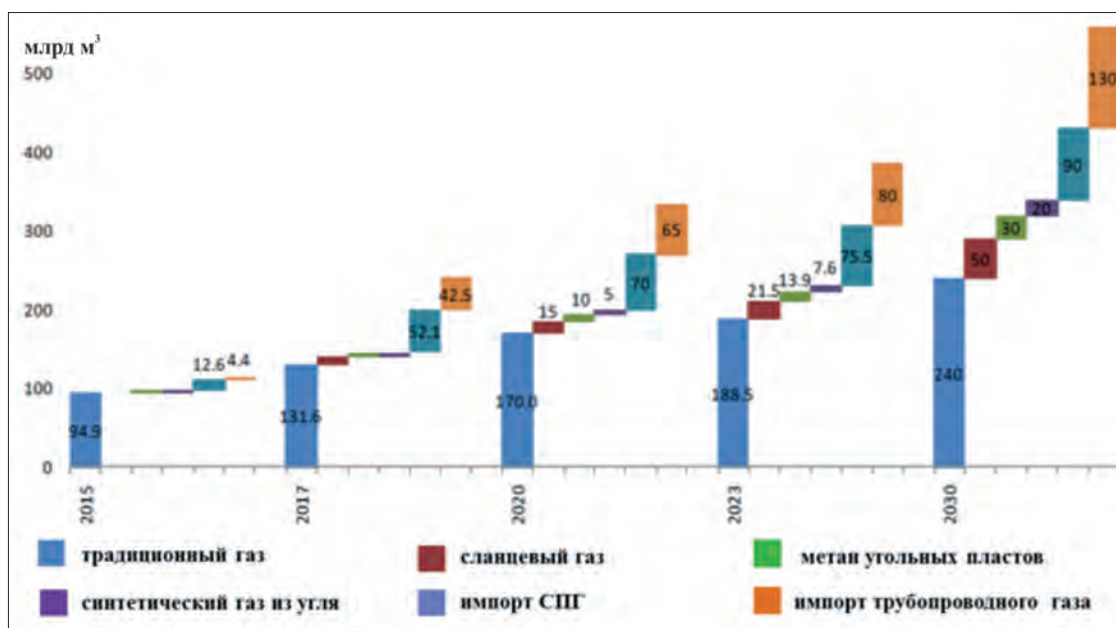
За первые три квартала 2018 г. производство газа в стране составило 115,5 млрд м<sup>3</sup>, увеличившись в годовом исчислении еще на 6%. При этом импорт газа только за первые 7 месяцев 2018 г. составил 68,4 млрд м<sup>3</sup>, увеличившись по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года на 38%. Особенно быстро – на 54% – вырос импорт СПГ, составив 38 млрд м<sup>3</sup>. На 22,2% вырос за этот же период и импорт трубопроводного газа, составив 30,4 млрд м<sup>3</sup>. В результате во втором квартале 2018 г. зависимость страны от импортного газа достигла рекордных 47%.

В целях всемерного развития потребления газа в стране в 2017-2018 гг. продолжились либерализация оптовых цен на газ и рыночные реформы в области газотранспортных и газораспределительных систем, в результате чего снизились и розничные цены на газ. В ноябре 2016 г. начались торги природным газом на Шанхайской нефтегазовой бирже (объемы торгов в 2017 г. достигли 51,2 млрд м<sup>3</sup>, в том числе СПГ – 3,7 млрд м<sup>3</sup>), а в мае 2018 г. начались торги газом на второй национальной бирже в Чунцине. Для приспособления к сезонным пикам потребления газа большая работа начата по созданию системы подземных хранилищ газа и хранилищ СПГ на его приемных терминалах.

К 2023 г. производство газа в Китае планируется довести до 231,5 млрд м<sup>3</sup>, а к 2030 г. – до 340 млрд м<sup>3</sup>. При этом импорт газа намечено довести до 155,5 и 220 млрд м<sup>3</sup>, соответственно. Значительную часть углеводородов Китай импортирует в рамках международного сотрудничества – реализации нефтегазовых проектов в зарубежных странах. Некоторый анализ этого направления работы CNPC был сделан в выступлении Лю Линли (Liu Linley) из Китайского исследовательского центра проблем сотрудничества в сфере природного газа и газопроводов в Азии.

Однако, как особо подчеркнул Шань Вэйго, после 2023 г. рост импорта СПГ, как представляется, будет ограниченным в силу роста добычи своего, особенно сланцевого, газа. Прогноз объемов и структуры производства и импорта газа в Китае на период до 2030 г. показан на рис. 6.

Анализ различных аспектов развития газового рынка Республики Корея был представлен в докладах Пак Чин Хо (Park Jin Ho), сотрудника Института экономики энергетики Кореи (КЕЕИ), и Лю Си Хо (Lyu Si Ho), старшего исследователя Корейской газовой корпорации (KOGAS – КО-ГАЗ). Природный газ занимает важное место в энергообеспечении Р. Корея (19% в 2013 г., 15,2%



Источник: Shan Weiguo. ETRI CNPC.

**Рис. 6. Долгосрочный прогноз покрытия спроса на природный газ в Китае**

в 2015 г. и 15,7% в 2017 г.), но практически весь газ страна импортирует в виде СПГ, что оказывает свое существенное влияние и на масштабы его использования, которые подвержены значительным колебаниям.

Отмеченное выше увеличение доли СПГ в суммарном энергопотреблении страны за последние два года вызвано ростом спроса в обоих основных газопотребляющих секторах корейской экономики – энергетике (производство электроэнергии и тепла), на которую в 2017 г. пришлось 48,6% всего потребления газа, и городском хозяйстве (энергообеспечение домашних хозяйств и небольших коммерческих предприятий, автотранспорт и др. – 51,4%).

Правительство Р. Корея проводит реформу «долгосрочного энергетического ландшафта» в рамках провозглашенного «энергетического перехода» к малоуглеродной энергетике. Новая энергетическая политика, провозглашенная Президентом Р. Корея Мун Чжэ Ином сразу же после его инаугурации в мае 2017 г. («Clean Energy, Nuclear Free Nation»), направлена на

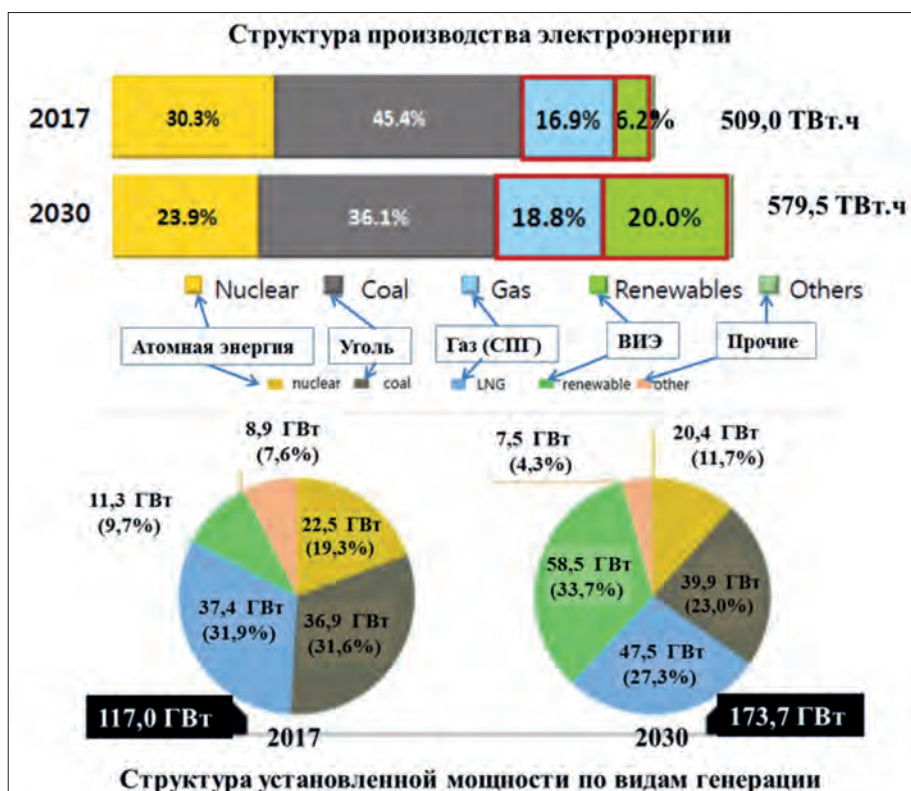
снижение зависимости от атомной энергии и угля в энергетическом секторе путем увеличения использования природного газа и возобновляемых источников. В соответствии с принятыми планами развития электроэнергетики и газоснабжения<sup>8</sup> мощность газовых электростанций увеличится к 2030 г. до 47,5 ГВт (2017 г. – 37,4 ГВт), а доля выработки электроэнергии на СПГ в общем объеме ее производства возрастет с 16,9 до 18,8%<sup>9</sup> (рис. 7).

8-м Базовым планом долгосрочного развития электроэнергетики, принятым 29 декабря 2017 г., внесены существенные коррективы в предыдущий, 7-й Базовый план, рассчитанный на 2015-2029 гг. (рис. 8). В соответствии с этим планом государственную поддержку получают, прежде всего, ВИЭ, хотя СПГ, по мнению корейских специалистов, как источник топлива с более низким уровнем выбросов также может на нее рассчитывать.

В апреле 2018 г. в Р. Корея был опубликован очередной, обновляемый раз в два года, Национальный план развития газоснабжения

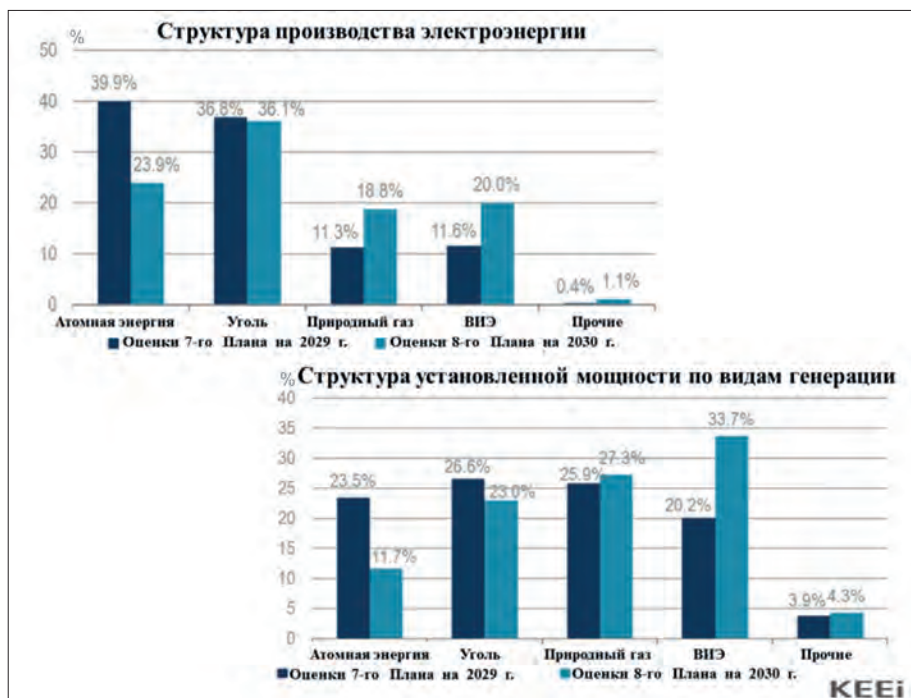
<sup>8</sup> 8-м Базовым планом долгосрочного развития электроэнергетики (8th Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand 2017-2031) и 13-м Национальным планом развития газоснабжения (13th National Plan for Natural Gas Supply and Demand).

<sup>9</sup> В конце 2018 г., по словам Пак Чин Хо, в стране будет опубликован 3-й Национальный энергетический план, который, возможно, уточнит эти цифры.



Источник: Park Jin Ho. KEEI.

Рис. 7. Структура производства электроэнергии и установленной мощности электростанций в Р. Корея в 2017 и 2030 гг.



Источник: Park Jin Ho. KEEI.

Рис. 8. Структура производства электроэнергии и установленной мощности электростанций в Р. Корея в соответствии с 7-м и 8-м Базовыми планами

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

(13-й план). Основными направлениями государственной политики в области импорта СПГ этот план провозглашает безопасность, диверсификацию источников импорта и готовность к внезапным изменениям на мировом рынке СПГ.

Большое внимание в 13-м плане уделяется также совершенствованию политики в отношении управления поставками и спросом газа. Это и совершенствование системы управления стабильным газоснабжением в целом, и повышения стабильности газоснабжения в зимний, пиковый, период, и развитие межправительственного и межфирменного сотрудничества в целях стабильного управления поставками путем обмена газом между Р. Кореей, Японией и Китаем. Предусматривается также усиление контроля деятельности импортеров СПГ и пересмотр правил управления поставками газа с усилением роли в этом процессе соответствующих государственных структур.

В соответствии с принятым 13-м планом общий спрос на газ в стране в первые годы снизится (с 36,5 млн т в 2018 г. до 34,1 млн т к 2024 г.), а затем начнет расти (до 40,5 млн т к 2031 г.). В целом же в период с 2018 по 2031 гг. среднегодовые темпы роста спроса на газ в

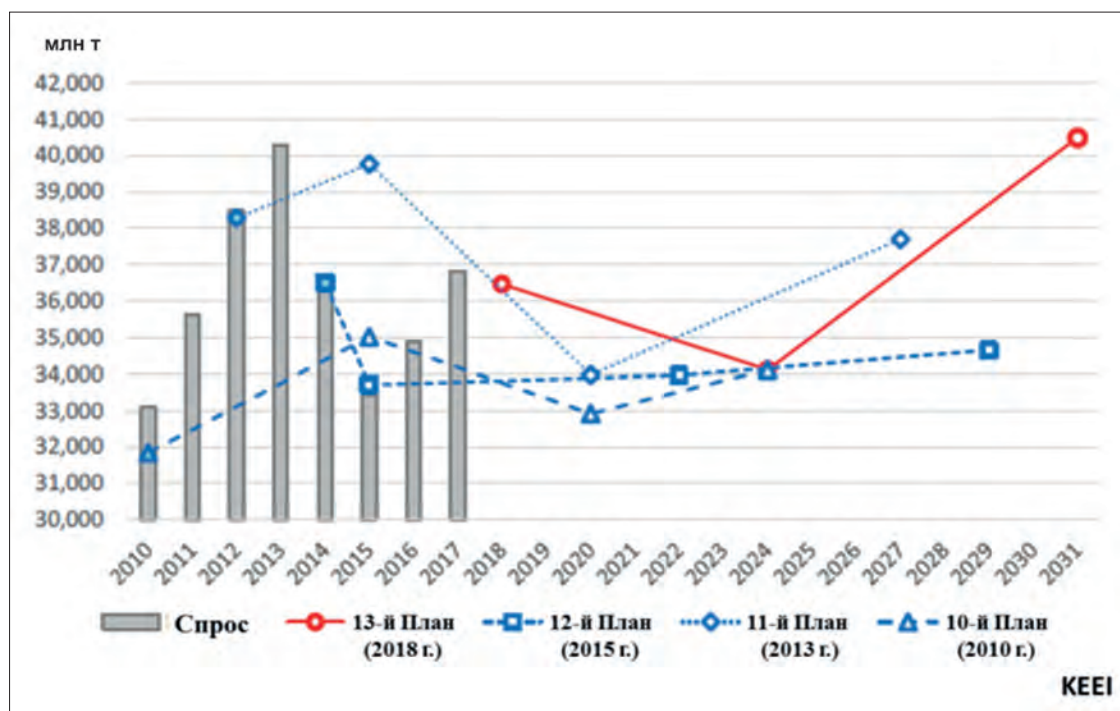
Р. Корея составят 0,81%. Сравнение этих цифр с аналогичными данными предыдущих прогнозов показано на рис. 9.

Самыми высокими темпами спрос на газ в прогнозируемом периоде будет расти в промышленности и городском хозяйстве (суммарно по этим двум направлениям на 1,24% ежегодно). Что касается электроэнергетики, то прогнозируется, что спрос на газ с ее стороны будет снижаться до 2024 г. в среднем на 4,0% в год, а после 2025 г. начнет расти в среднем на 4,1% в год. Именно эта динамика определяет и поведение прогнозируемого спроса на газ в стране в целом.

Прогнозируемая структура потребления природного газа в Р. Корея в соответствии с 13-м планом показана в табл. 4, а по данным Корейской газовой корпорации – на рис. 10.

Однако, как признают корейские специалисты, значительная часть прогнозируемых объемов импорта СПГ (свыше 55%) до настоящего времени не законтрактована.

В своих выступлениях корейские специалисты касались также вопросов дальнейшего развития экономического сотрудничества, в том числе с Россией, в целях стимулирования роста газопотребления в странах СВА и влияния



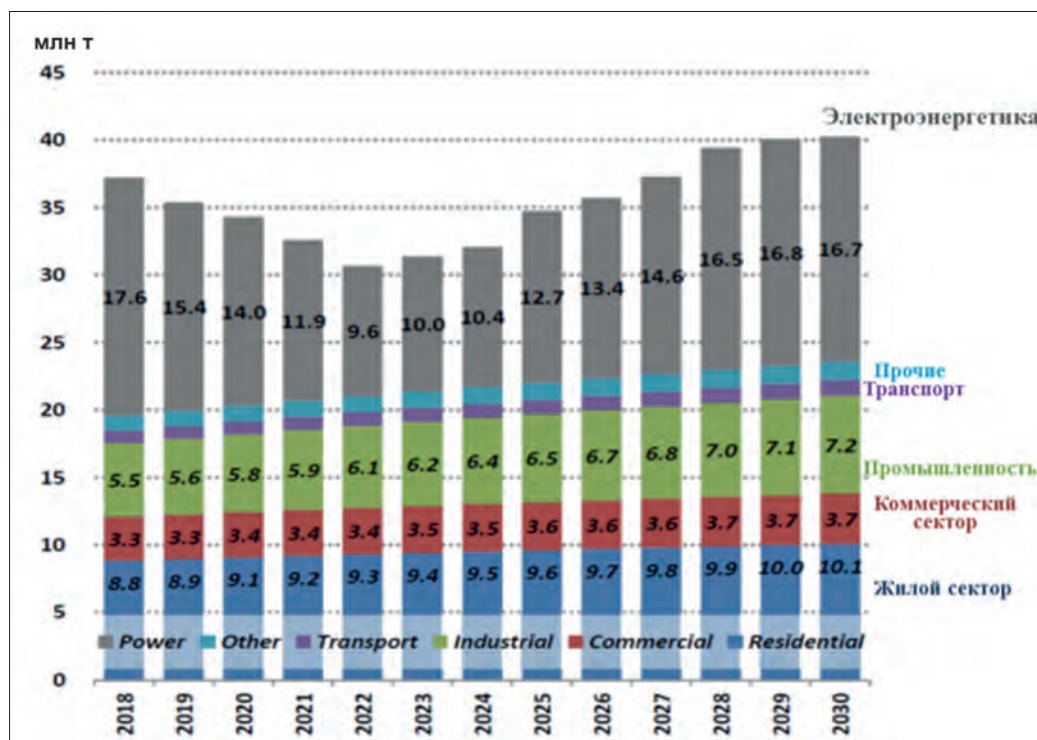
Источник: Park Jin Ho. KEEI.

Рис. 9. Прогнозы динамики спроса на природный газ в Р. Корея

**Структура потребления газа в Р. Корея в 2018-2031 гг., млн т**

	2018	2024	2031	Среднегодовые темпы роста, %
Домашние хозяйства и проч.	11,850	12,310	13,290	0,89
Промышленность	8,090	8,860	10,110	1,73
Электроэнергетика	16,520	12,940	17,090	0,26
Всего	36,460	34,110	40,490	0,81

Источник: Park Jin Ho, KEEI.



Источник: Lyu Si Ho, KOGAS.

**Рис. 10. Прогноз структуры потребления СПГ в Р. Корея на 2018-2030 гг.**

на этот рост «американской сланцевой революции», а также поставок сланцевого СПГ из США по новому Панамскому каналу. При этом особый акцент делался на то, что рост таких поставок будет способствовать не только дальнейшей диверсификации источников снабжения газом, но и приведет к усилению конкуренции между поставщиками природного газа в регион и вызовет снижение цен на импортируемый СПГ<sup>10</sup>.

Ожидаемые результаты воздействия роста экономического сотрудничества на развитие рынка природного газа в Северо-Восточной

Азии продемонстрировал в своем выступлении старший исследователь Корейской газовой корпорации (КОГАЗ) Хван Гван Су (Hwang Kwang Su) – рис. 11.

Вопросы развития экономического сотрудничества в регионе были затронуты и в выступлении президента Комитета по вопросам развития инфраструктуры и использования природного газа Японии, бывшего исполнительного директора МЭА Нобуо Танака (Nobuo Tanaka). Танака обратил внимание участников конференции не только на возможности организации трубопроводных поставок природного газа из России

<sup>10</sup> Отметим, что подобную позицию разделяют и многие японские специалисты.



Источник: Hwang Kwang Su, KOGAS.

Рис. 11. Сотрудничество – путь к потенциальному росту рынка природного газа в Северо-Восточной Азии



Примечание: газопровод проходит исключительно в прибрежных водах России и Японии за исключением участка Ishikari – Tomakomai.

Источник: Nobuo Tanaka, NIDUC-J.

Рис. 12. Один из вариантов трассы возможного газопровода из России в Японию мощностью 8 млрд м<sup>3</sup> в год

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

в Японию<sup>11</sup> (рис. 12), но и на те преимущества энергетической интеграции в регионе, которые связаны с возможным формированием так называемого Азиатского энергетического кольца<sup>12</sup> (рис. 13).

С основными принципами корректировки долгосрочной энергетической политики Японии и ее целями, о которых уже было сказано выше, участников конференции ознакомил Тосихико Куросу (Toshihiko Kurosui), руководитель Московского офиса Японской национальной корпорации по нефти, газу и металлам (JOGMEC) – рис. 14.

Японские специалисты Нобуо Танака и Сигэру Мураки (Shigeru Muraki, заместитель председателя Мирового энергетического совета – МИРЭС) в своих докладах заглянули и в более отдаленное энергетическое будущее США и нашей планеты в целом, рассказав о работах, которые ведутся в области водородной и аммиачной

энергетики. При этом было особо подчеркнуто, что эти работы открывают новые, значительно более масштабные возможности для энергетического сотрудничества в регионе.

По мнению Сигэру Мураки, подобное сотрудничество органически вытекает из особенностей XXI в. – великого энергетического перехода с тремя основными задачами (задачами 3D):

- D1 – декарбонизация: уголь, нефть → природный газ → возобновляемые источники энергии, водород, аммиак;
- D2 – децентрализация (Smart Energy Network): развитие распределенной энергетической системы с оптимальным использованием ТЭЦ на природном газе и возобновляемыми источниками энергии;
- D3 – цифровизация (Digitalization): AI, IOT, промышленность 4.0, общество 5.0, блокчейн.



Источник: Nobuo Tanaka со ссылкой на GEIDCO<sup>13</sup>.

Рис. 13. Общая схема возможных межгосударственных энергосистем в Азии

<sup>11</sup> Эта тема получила свое развитие и в совместном докладе «Российский природный газ для Северо-Восточной Азии: возможен ли «Восточный поток»?», который представили секретарь-координатор РОСАЗИЯГАЗ А.Н. Калмычек и президент Gas Highway Japan Кэнго Асакура (Kengo Asacura).

<sup>12</sup> Подробнее об этом проекте см., напр. [2].

<sup>13</sup> GEIDCO – Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization – Организация по развитию и кооперации глобального энергетического объединения энергосистем. Неправительственная некоммерческая международная организация, образованная на добровольной основе заинтересованными предприятиями, организациями и физическими лицами, стремящимися к продвижению устойчивого развития мировой энергетики [11].





Источник: Toshihiko Kurosu, JOGMEC.

**Рис. 14.** Основные цели новой энергетической политики Японии и изменения в структуре ее энергопотребления

Свое видение обсуждаемых проблем и направлений энергетического сотрудничества в регионе высказали на пленарных заседаниях и российские специалисты:

- Т.И. Штилькинд, ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, директор по вопросам сотрудничества с ЕС – «Трансформация мировых рынков природного газа: причины и следствия»;
- С.Л. Комлев, начальник управления ООО «Газпром экспорт» – «Перспективы спроса на СПГ в Китае как фактор влияния на глобальные газовые рынки»;
- Б.Г. Санеев, заместитель директора Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН – «Смена парадигмы в энергетическом сотрудничестве России и стран СВА в условиях новых глобальных и региональных вызовов»;
- Л.В. Эдер, заместитель директора ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН – «Развитие газотранспортной инфраструктуры на Востоке России в контексте развития рынков газа Северо-Восточной Азии».

## Заключение

Предварительный анализ докладов и выступлений специалистов стран СВА, прозвучавших на XV конференции Форума стран Северо-Восточной Азии по природному газу и газопроводам, свидетельствует, что в этом регионе имеется достаточно значимый потенциал наращивания потребления природного газа, рассматриваемого здесь прежде всего с экологических позиций и как эффективное средство снижения выбросов парниковых газов (эмиссии CO<sub>2</sub>). В то же время за эти позиции природному газу предстоит серьезная борьба со стремительно дешевеющей электрогенерацией на базе возобновляемых источников энергии и АЭС, что вносит дополнительные неопределенности в прогнозируемые объемы газопотребления.

Кроме того, как подчеркивалось во многих выступлениях, для того чтобы природный газ занял должное место в энергообеспечении СВА необходимо динамичное развитие регионального рынка газа путем развития газовой инфраструктуры и расширения межстрановых связей,

необходимы также дальнейшая диверсификация источников импортного газа и создание региональных нефтегазовых бирж (хабов).

Тем не менее принципиальная возможность у российского газа завоевать рынки стран США в складывающихся условиях по-прежнему остается. Но для этого необходимо признать выс-

шим приоритетом энергетической политики России в части развития нефтегазовой отрасли создание отечественных и адаптивное зарубежных технологий, которые обеспечивают значительное снижение издержек производства по всей цепочке – добыча, подготовка, транспорт и распределение углеводородов.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Мастепанов А.М. // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2017, вып. 3 (18). URL: [http://oilgasjournal.ru/issue\\_18/abukova-dmitrievsky-mastepanov.pdf](http://oilgasjournal.ru/issue_18/abukova-dmitrievsky-mastepanov.pdf)

2. Мастепанов А.М., Сумин А.М. *Энергетическое сотрудничество и проблемы обеспечения энергетической безопасности в Северо-Восточной Азии: взгляд из России* // *Экологический вестник России*. 2016, № 2, с. 16-21; № 3, с. 22-29.

3. Alexey Mastepanov. *Energy cooperation and energy security in Northeast Asia: A View from Russia/ The Track-2 Meeting on Northeast Asian Cooperation, organized by the Ministry of Foreign Affairs, Government of Japan. Tokyo, the United Nations University, 24 July 2012.*

4. Комлев Н.Г. *Словарь иностранных слов*. М.: ЭКСМО, 2006. 669 с.

5. Мастепанов А.М. *Азиатские энергетические флуктуации* // *Нефть России*. 2016, № 3-4, с. 4-9.

6. *Безопасность и сотрудничество в Северо-Восточной Азии: совместный документ рос-*

*сийских и южнокорейских экспертов. РСМД, рабочая тетрадь №25/2015. М.: Спецкнига, 2015, 28 с.*

7. *Ресурсно-инновационное развитие России/ под ред. А.М. Мастепанова и Н.И. Комкова, изд. 2-е, доп. М.: Институт компьютерных исследований, 2014. 744 с.*

8. *Энергопартнерство в Северо-Восточной Азии. О проекте российского трубопроводного газа в Республику Корея* // *НГ-ЭНЕРГИЯ*, 12 февраля 2013 г., с. 11.

9. Мастепанов А.М. *К вопросу о формировании внешней среды для перспективного развития мировой энергетики и ее нефтегазового сектора* // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. 2018, № 2, с. 5-15.

10. Мастепанов А.М. *Проблемы и перспективы рынков газа стран Северо-Восточной Азии* // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. 2017, № 11, с. 5-6.

11. URL: <http://www.geidco.org>.

### REFERENCES

1. Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Mastepanov A.M. // *Actual problems of oil and gas*. 2017, No. 3 (18). URL: [http://oilgasjournal.ru/issue\\_18/abukova-dmitrievsky-mastepanov.pdf](http://oilgasjournal.ru/issue_18/abukova-dmitrievsky-mastepanov.pdf)

2. Mastepanov A.M., Sumin A.M. *Energy cooperation and challenges Energy Security in Northeast Asia: A View from Russia* // *Ecological Bulletin of Russia*. 2016, No. 2, pp.16-21; No. 3, pp. 22-29.

3. Alexey Mastepanov. *Energy cooperation in Northeast Asia: A View from Russia / The Track-2 Meeting on Northeast Asian Cooperation, organized*

*by the Ministry of Foreign Affairs, Government of Japan. Tokyo, the United Nations University, 24 July 2012.*

4. Komlev N.G. *Dictionary of foreign words*. M.: EKSMO, 2006. 669 p.

5. Mastepanov A.M. *Asian energy fluctuations* // *Oil of Russia*. 2016, No. 3-4, pp. 4-9.

6. *Security and Cooperation in Northeast Asia: A Joint Document Russian and South Korean experts. RIAC, workbook No. 25/2015. M.: Spetskniga, 2015, 28 p.*

7. *Resource-innovative development of Russia / ed. A.M. Mastepanov and N.I. Komkova, M.: Institute of Computer Science, 2014. 744 p.*

8. *Energy Partnership in Northeast Asia. About the Russian project pipeline gas to the Republic of Korea // NG-ENERGY, February 12, 2013, p. 11.*

9. *Mastepanov A.M. To the question of the formation of the external environment for the future*

*development of world energy and its oil and gas sector // Problems of the economy and management of oil and gas complex. 2018, No. 2, p. 5-15.*

10. *Mastepanov A.M. Problems and prospects of gas markets of the Northeast countries Asia // Problems of economics and management of the oil and gas complex. 2017, No. 11, p. 5-6.*

11. URL: <http://www.geidco.org>

Поступила в редакцию  
29.10.18 г

УДК 338.12.015 (510+519.5+520)

Ко Чжуён<sup>1</sup>

## ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРЫ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА И РОЛЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ПРИМЕРЕ СТРАН СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

*Аннотация.* Республика Корея, Япония и Китай, будучи ведущими странами в регионе Северо-Восточной Азии, потребляют большие объемы энергоресурсов. Изменения топливно-энергетического баланса (ТЭБ) в этих странах вызваны проблемами глобального потепления, загрязнения воздуха и безопасности атомной энергии. Решением этих вопросов может стать использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), но данные технологии пока еще находятся в стадии разработки. На этом фоне природный газ, будучи чистым и безопасным источником энергии, будет играть стратегически более важную роль в энергетике стран этого региона.

*Ключевые слова:* энергетический рынок Северо-Восточной Азии (СВА), топливно-энергетический баланс (ТЭБ), природный газ, энергетическая политика Республики Корея, энергетическая политика Японии, энергетическая политика Китая.

Juyoung Ko<sup>2</sup>

## A CHANGE OF ENERGY BALANCE STRUCTURE AND THE ROLE OF NATURAL GAS IN THE NORTHEAST ASIAN COUNTRIES

*Abstract.* Republic of Korea, Japan and China, as leading countries in the Northeast Asia, consume the great amount of energy resources. Some ecological issues, like global warming, air pollution and safety of nuclear energy cause the change of energy balance structure in these countries. Using the renewable energy may solve the ecological problems, but renewable energy technologies are now just developing. In this situation, natural gas, the clear and safe source of the energy, is anticipated to play a more crucial role in the Northeast Asian energy market.

*Keywords:* Northeast Asian energy market, energy balance, natural gas, energy policy of Republic of Korea, energy policy of Japan, energy policy of China.

Северо-Восточная Азия (СВА) – наиболее динамично развивающийся регион в мире. Крупнейшими странами в этом регионе являются Республика Корея, Япония и Китай, и они играют немаловажную роль в мировой экономике. Значимость экономики этих трех стран хорошо отражена в цифрах: например, по данным МВФ, суммарный ВВП этих стран в 2017 г. составил порядка 18 трлн долл., что формирует 23% мирового ВВП.

Развитию экономики рассматриваемых стран способствовало активное использование таких энергетических источников, как нефть, уголь, природный газ, атомная энергия и возобнов-

ляемые источники энергии (ВИЭ). Эти ресурсы являются источниками первичной энергии. Мировая экономика, в том числе экономика стран СВА, развивалась в целом на основе использования нефти, угля и природного газа, а благодаря развитию технологий стало возможным использование атомной энергией и ВИЭ.

Республика Корея, Япония и Китай лидируют в области мирового потребления первичной энергии, и этот факт отражен в цифрах: например, по данным ВР, в 2017 г. объемы потребления первичной энергии в Республике Корея, Японии и Китае составили в каждой из этих стран 295,9 млн т н.э. (2,2% от мирового объема

---

<sup>1</sup> Ко Чжуён – аспирантка кафедры международного нефтегазового бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, e-mail: 103100@gubkin.ru

<sup>2</sup> Juyoung Ko – Ph.D. candidate, The Department of International Oil and Gas Business Gubkin Russian State University of Oil and Gas, e-mail: 103100@gubkin.ru

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

потребления первичной энергии), 456,4 млн т н.э. (3,4%) и 3132,2 млн т н.э. (23,2%) соответственно [1].

### Структуры ТЭБ ведущих стран СВА

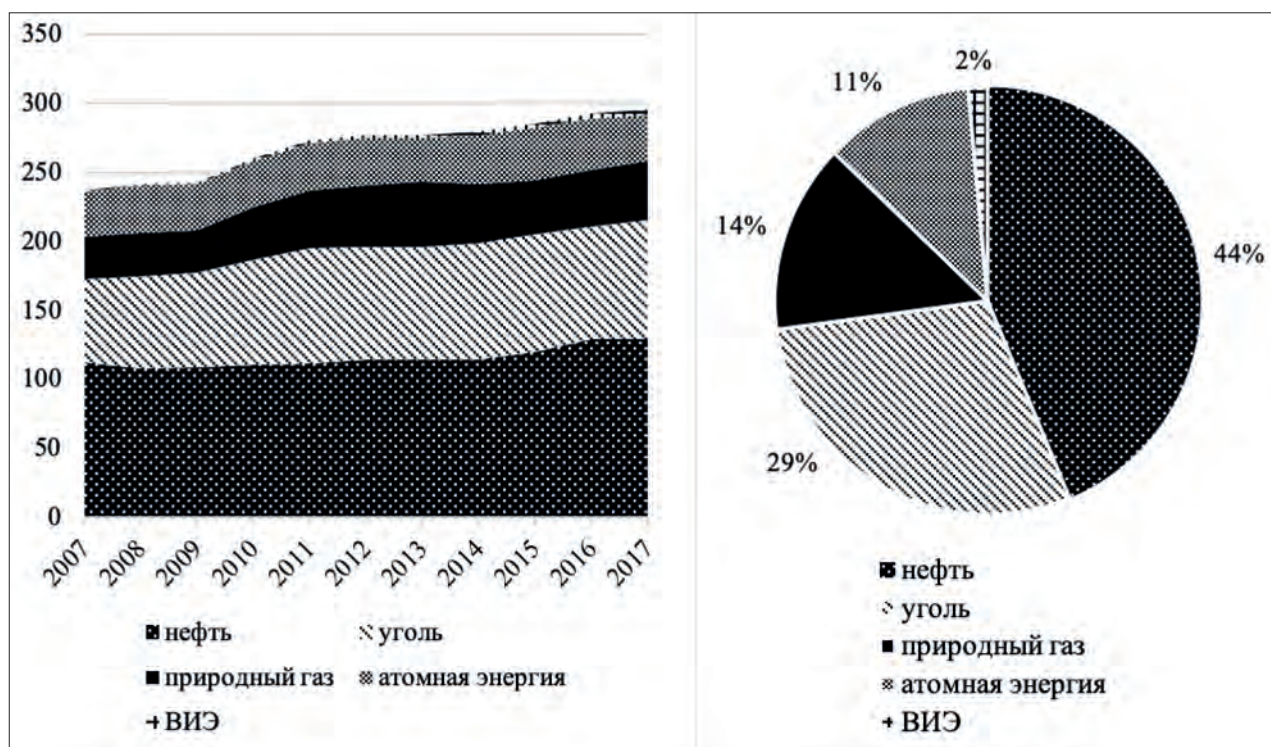
Структуры ТЭБ Республики Корея, Китая и Японии отражены на рис. 1, 2 и 3 соответственно. Как показано на рисунках, традиционные источники энергии, такие как нефть и уголь, занимают наибольшую долю в энергетическом балансе стран, но отличие состоит в том, что базовое топливо в экономике Республики Корея и Японии – нефть, а Китая – уголь. Республика Корея и Япония сильно зависят от импорта энергоресурсов, в том числе нефти. А Китай является крупным производителем и потребителем угля.<sup>3</sup>

Между тем природный газ играет менее важную роль во всех этих трех странах по сравнению с другими полезными ископаемыми, хотя

в Японии его доля достигает 22% в структуре ТЭБ. А когда речь идет о ВИЭ, наименьшим потребителем ВИЭ среди трех стран является Корея, а самым крупным – Китай. Данный факт вызван тем, что в Китае еще с 2000-х годов начали активно строить гидроэлектростанции (ГЭС) для снабжения электроэнергией населения страны и защиты экологии.

Что касается атомной энергии, то на рис. 3 показано, что в Японии в 2017 г. доля атомной энергии составила лишь 2% (6,6 млн т н.э.) в структуре ТЭБ. Однако в Южной Корее атомная энергия занимает заметную долю (11%), но объем ее потребления (33,6 млн т н.э.) меньше, чем в Китае, где доля атомной энергии составляет лишь 2% (56,2 млн т н.э.) в энергетическом балансе [1].

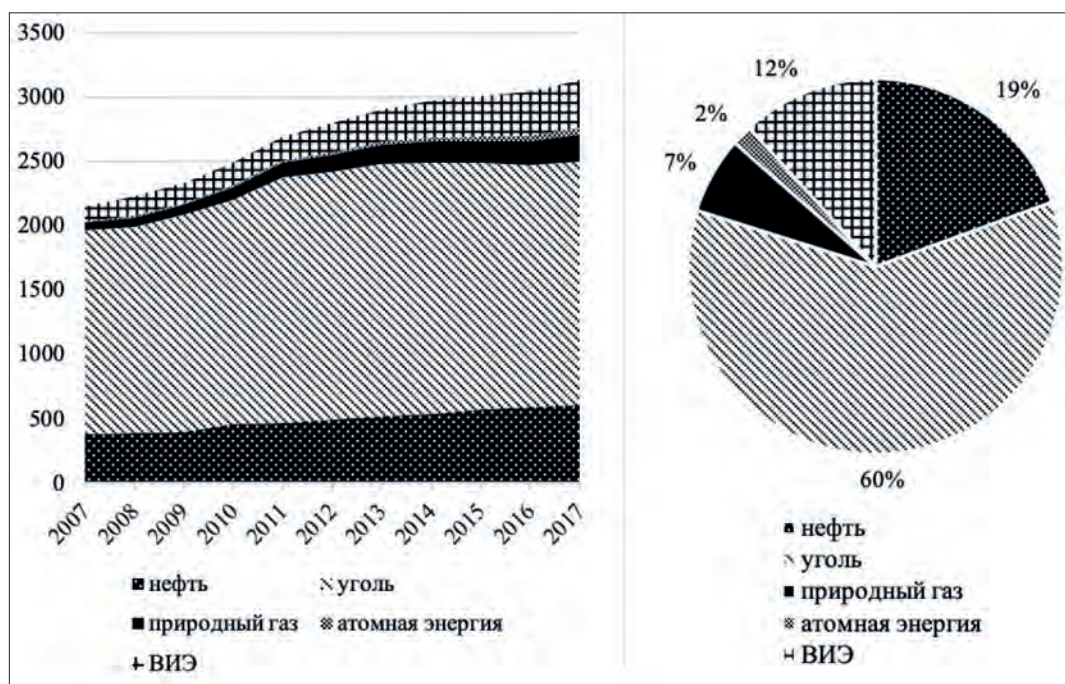
Как отмечалось выше, в Японии на данный момент атомная энергия занимает незначительную долю в ТЭБ. Но здесь необходимо подчеркнуть, что этот показатель резко снизился по-



Источник: рассчитано по данным [1].

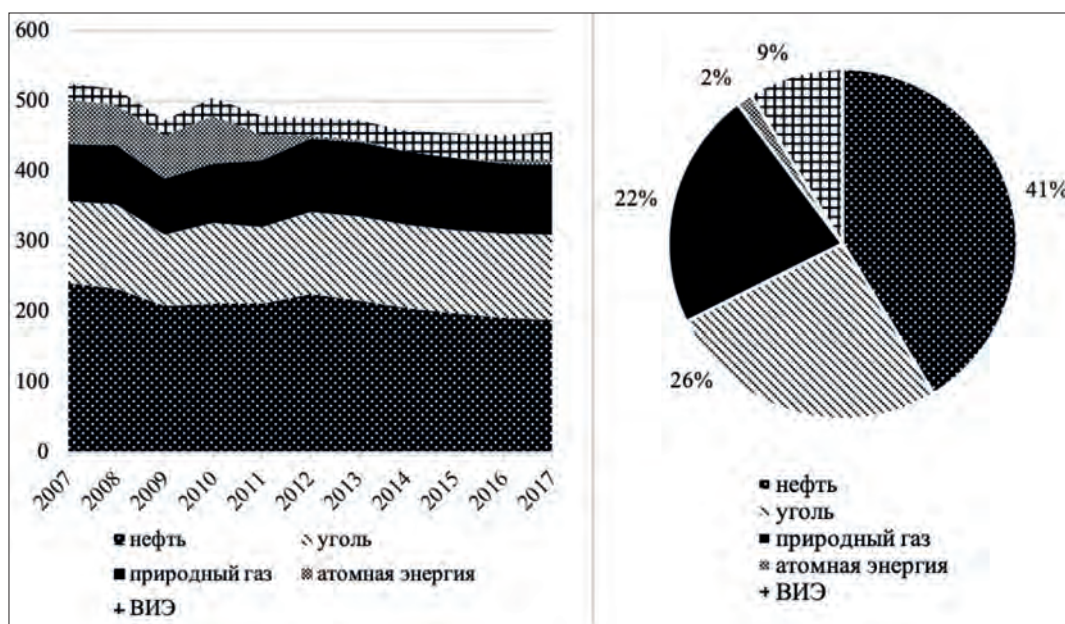
Рис. 1. Динамика потребления первичной энергии (млн т н.э.) и структура ТЭБ в Республике Корея в 2017 году

<sup>3</sup> Наибольший объем угля потребляется в Китае (1 892, 6 млн т н.э.) – доля потребления угля в Китае в 2017 г. составила 50,7% от мирового потребления этого энергоресурса. Китай также является крупнейшим производителем угля (1 747,2 млн т н.э. в 2017 г.) – 46,4% от мирового производства [1].



Источник: рассчитано по данным [1].

Рис. 2. Динамика потребления первичной энергии (млн т н.э.) и структура ТЭБ в Китае в 2017 году



Источник: рассчитано автором по данным [1].

Рис. 3. Динамика потребления первичной энергии (млн т н.э.) и структура ТЭБ в Японии в 2017 году

сле аварии на атомной электростанции (АЭС) «Фукусима-1» в 2011 году.<sup>4</sup> После этой аварии в японском обществе был поднят вопрос о безопасности использования атомной энергии, и Правительство Японии решило остановить эксплуатацию АЭС в стране [2]. До этого события атомная энергия считалась базовым источником энергии страны. Например, в феврале 2011 г. доля атомной энергии в производстве электроэнергии составляла 31,2% [3]. Но после аварии этот показатель снизился до нуля в мае 2012 г., объемы потребления атомной энергии резко упали на 44,3%, и доля атомной энергии в ТЭБ Японии снизилась с 13,16% в 2010 г. до 7,77% в 2011 году [3, 4]. В сентябре 2012 г. в Японии утверждена новая энергетическая политика страны, одной из целей которой является снижение зависимости от атомной энергии до нуля не позднее 2030 г. [5]. Таким образом, энергетическая катастрофа вызвала изменение энергетической политики страны, и в результате этого доля атомной энергии заметно снизилась в ТЭБ Японии.

Данный пример является убедительным доказательством того, что структура ТЭБ подвержена изменениям в силу тех или иных обстоятельств. И это вызывает изменение ТЭБ страны в целом. Отсюда возникают следующие вопросы: какие факторы могут влиять на изменение структуры ТЭБ этих трех странах в регионе СВА, какое топливо в нынешней конъюнктуре укрепляет свою позицию на энергетическом рынке в этом регионе?

### Факторы изменения структуры ТЭБ

На изменение структуры ТЭБ влияют не только количественные (например, цена на ресурсы), но и качественные факторы субъективного характера. В настоящее время одними из самых актуальных качественных факторов являются глобальное потепление, загрязнение воздуха и безопасность атомной энергии. Эти факторы вызывают необходимость создания соот-

ветствующей энергетической политики страны, и политические решения в энергетике влияют на структуру ТЭБ в целом.

*Борьба с глобальным потеплением.* В последнее время мир уделяет все большее внимание проблеме глобального потепления. Уже не один год мировое общество обсуждает эту экологическую угрозу, и страны пытаются найти способ решения данной проблемы. В настоящее время вопросы связанные с глобальным потеплением регулируются двумя международными соглашениями: Киотским протоколом и Парижским соглашением.<sup>5</sup> Их целью является совместная борьба с изменением климата, то есть с глобальным потеплением. Так как главной причиной этого явления считается использование нефти и угля, весь мир стремится к уменьшению их потребления.

Три страны СВА – Республика Корея, Япония и Китай – не являются исключением в мировом движении за решение проблемы глобального потепления. Например, в апреле 2016 г. эти страны подписали Парижское соглашение, и потому должны соблюдать ограничения, введенные в целях борьбы с глобальным потеплением. Иными словами, Республика Корея, Япония и Китай участвуют в мировом движении за снижение объема выбросов парниковых газов. Принимая во внимание тот факт, что эти три страны лидируют на мировом энергетическом рынке, их участие в этом экологическом движении имеет немаловажное значение.

*Борьба с загрязнением воздуха.* Попытки решения экологических проблем осуществляются не только в глобальном масштабе, но также и на национальном уровне. Этот вопрос касается в основном двух стран – Республики Корея и Китая. Во-первых, в Республике Корея вопрос загрязнения воздуха стал актуальной экологической проблемой, выраженной главным образом в таком феномене, как мелкодисперсная пыль в атмосфере страны. В этой связи в сентябре 2017 г. корейское правительство объявило о «Комплексе мер по борьбе с мелкодисперсной пылью в атмосфере».<sup>6</sup> Поскольку данная пыль

<sup>4</sup> В марте 2011 г. в Тихом океане у восточного побережья Японии произошло землетрясение, после него произошла авария на АЭС «Фукусима-1». В результате этой аварии в атмосферу попали радиоактивные вещества, что привело к экологической катастрофе.

<sup>5</sup> Киотский протокол был принят в 1997 г., а Парижское соглашение подписано в 2016 году.

<sup>6</sup> В последнее время в Республике Корея проблема мелкодисперсной пыли в атмосфере находится в центре внимания, потому как мелкодисперсные частицы наносят существенный вред дыхательной системе человека.

выбрасывается угольными электростанциями, одним из осуществимых и радикальных способов решения данного вопроса считается остановка эксплуатации угольных электростанций.

В тексте вышеупомянутого документа четко указано, что с 2018 г. ежегодно будет осуществляться временное прекращение работы старых угольных электростанций на весенний период (с марта по июнь). Подобная мера была реализована уже в июне 2017 г., и объемы потребления угля снизились на 1,6% [6]. В мае 2018 г. эксплуатация восьми угольных электростанций была временно приостановлена, в результате чего объемы потребления угля в производстве электроэнергии снизилась на 59,85% до 55 тыс. т по сравнению с аналогичным периодом прошлого года [7]. Между тем число угольных электростанций, эксплуатация которых будет приостанавливаться в соответствии с «Комплексом мер по борьбе с мелкодисперсной пылью в атмосфере», вырастет с 8 в текущем году до 22 в 2030-м. Ожидается, что согласно данным планам правительства доля старых угольных электростанций в энергетическом балансе Республики Корея будет неуклонно снижаться. Кроме того, в декабре 2017 г. был также разработан «Восьмой базовый план по спросу и предложению электроэнергии», и в нем было сказано, что доля угля в производстве электроэнергии в стране уменьшится с 45,4% в 2017 г. до 40,5% к 2030 году. Таким образом, в Стране утренней свежести ожидается уменьшение объемов потребления угля.

Во-вторых, в Китае в последнее время загрязнение воздуха стало серьезной угрозой для здоровья людей. Правительство Китая глубоко озабочено решением экологических проблем. Например, в сентябре 2013 г. оно объявило «План действий по предотвращению и контролю загрязнения воздуха на 2013-2017 годы», сутью которого является значительное улучшение качества воздуха и переход с угля на газ [5]. А в 2016 г. правительство Китая приняло «13-й пятилетний план на период 2016-2020 гг.», в котором в целях решения проблемы загрязнения воздуха поставлена задача снижения зависимости китайской энергетики от угля до 58% к 2020 г. по сравнению с 64% в 2015 году.

В настоящее время китайское правительство продолжает следовать данному курсу. В июле

2018 г. принята новая версия «Плана действий на 2018-2020 годы». В этом плане поставлена цель: снизить к 2020 г. объем потребления угля в крупных городах на 10%. Таким образом, в 2013 г. объемы потребления угля в Китае достигли пикового показателя – 3 969 млн т, а затем начали падать: в 2014 г. – до 3 837 млн т, 2015 г. – до 3 770 млн т и 2016 г. – до 3 593 млн т, за исключением небольшого роста до 3 607 млн т в 2017 г. [8]. Ожидается, что Китай продолжит реализацию своей стратегии по снижению доли угля в энергетическом балансе страны.

*Проблема безопасности атомной энергетики.* С данной проблемой сталкиваются Республика Корея и Япония. Во-первых, в Республике Корея под лозунгом отказа от угля и атомной энергии стремятся не только к уменьшению потребления угля, но также и к снижению зависимости от атомной энергии. Она обеспечивает население одной третью от общего объема электроэнергии в Республике Корея. Атомное топливо считается экологически чистым и экономически эффективным источником энергии. Но этот источник энергии имеет серьезный минус – проблему безопасности, и в Республике Корея в настоящее время ведутся дискуссии по данному вопросу.

В октябре 2017 г. корейское правительство объявило дорожную карту энергетической трансформации, и поставило цель полностью отказаться от атомной энергии к 2060 году. В этой дорожной карте запланировано сокращение числа атомных электростанций с 24 до 14 в период с 2017 по 2038 годы. В рамках данной инициативы была закрыта одна АЭС, в результате чего объемы потребления атомной энергии в июне 2017 г. снизились на 3,7% [6]. При этом в «Восьмом базовом плане по спросу и предложению электроэнергии» намечено уменьшение доли атомной составляющей в производстве электроэнергии с 30,3% в 2017 г. до 23,9% к 2030 году.

Во-вторых, в Японии авария на АЭС «Фукусима-1» вызвала большие изменения в энергетике страны. После аварии доля атомной энергии значительно снизилась, и изменилась структура ТЭБ в Японии. Следует заметить, что японское правительство приняло определенные меры, и, как показано на рис. 2, позиции атомной энергии ослабли.



Тем не менее, в силу нехватки ресурсов в стране и преимущества атомной энергии над другими видами топлива, она по-прежнему находится в центре внимания. В апреле 2014 г. Правительство Японии объявило так называемый «Базовый энергетический план», в котором атомные электростанции рассматривались в качестве важного источника энергии. Впрочем, в этом же документе было также сказано и о сокращении, по мере возможности, зависимости от атомной энергии [2]. Спустя 4 года, в июле 2018 г., был объявлен «Стратегический план по энергетике», в котором отмечено, что атомная энергия будет сохранять свою значимость в энергетике Японии, и для этого правительство будет прилагать усилия к созданию условий для ее безопасного использования.

С одной стороны, после аварии 2011 г. объемы потребления атомной энергии резко уменьшились, а спрос на природный газ увеличился. В результате этого изменилась структура ТЭБ страны. Однако с другой стороны, в настоящее время нельзя исключить вероятность того, что ввиду вышеуказанных политических решений доля атомной энергии в ТЭБ Японии снова возрастет, и в будущем это вновь повлечет за собой изменение структуры потребления энергоресурсов.

### **Роль и позиция природного газа в США на переходном этапе к эре ВИЭ**

Так как нефть, уголь и атомная энергия имеют свои минусы, в последние годы активно разрабатываются способы получения энергии из возобновляемых источников, таких как солнечный свет, водные потоки, ветер и т.д.<sup>7</sup> Соответственно, в каждой стране существуют планы по укреплению позиций ВИЭ. Например, корейское правительство в дорожной карте объявило о том, что доля ВИЭ в производстве электроэнергии будет увеличена с 7% в 2017 г. до 30% к 2030 году. В Японии в июле 2018 г. правительство анонсировало «Пятый стратегический план по энергетике», согласно которому к

2030 г. ожидается увеличение доли ВИЭ в производстве электроэнергии до 22-24%. А в Китае поставлена цель повышения к 2050 г. доли ВИЭ в энергетическом балансе как минимум до 25% [9]. Несмотря на эти амбициозные планы, из-за финансовых и технологических ограничений полноценного и масштабного использования возобновляемых источников энергии ожидать в ближайшем будущем едва ли возможно. Иными словами, разработка технологий использования ВИЭ и значительное укрепление роли ВИЭ требуют немало времени.

На этом фоне в переходный период между эрой угля и нефти и эрой возобновляемых источников энергии ключевым видом топлива выступает природный газ. Он имеет преимущества перед другими источниками энергии. Во-первых, по сравнению с углем и нефтью природный газ производит меньше выбросов парниковых газов, вызывающих изменение климата. Во-вторых, природный газ, являясь чистым и безопасным источником энергии, вызывает меньше дискуссий, нежели атомная энергия. И на фоне усилий мирового сообщества по борьбе с глобальным потеплением в настоящее время прогнозируется укрепление позиций природного газа.

Разумеется, подобная тенденция к укреплению роли природного газа заметна и в рассматриваемых государствах США. В 2017 г. доля объемов потребления природного газа этих стран составила порядка 11% от мирового потребления данного энергоресурса [1]. В 2017 г. объем спроса на природный газ в Республике Корея составил 49,4 млрд м<sup>3</sup>, и по сравнению с предыдущим годом этот показатель увеличился на 3,9%. В Китае и Японии в том же году объемы спроса на этот энергоресурс составили соответственно 240,4 млрд м<sup>3</sup> и 117,1 млрд м<sup>3</sup>, и по сравнению с предыдущим годом эти показатели также увеличились на 15,1% и 0,8% соответственно [1].

Из данных табл. 1 следует, что в Р. Корея и Китае ожидается рост потребления природного газа. Однако в Японии спрос на него будет сни-

<sup>7</sup> Эксперты считают, что будущий рост в энергетике находится в первую очередь в новом возобновляемом режиме. Поэтому переход к ВИЭ может помочь человечеству достичь уменьшения выбросов парниковых газов и решить проблему глобального потепления, предложив надежную и своевременную модель энергоснабжения.

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

### Прогнозы потребления природного газа в странах СВА, млн т н.э.

Страны	1990 г. (факт)	2000 г. (факт)	2016 г. (факт)	2030 г.	2040 г.	2050 г.
Республика Корея	3 (0,2%)	17 (0,8%)	41 (1,4%)	55 (1,4%)	63 (1,4%)	67 (1,3%)
Япония	44 (2,7%)	66 (3,2%)	102 (3,4%)	96 (2,4%)	91 (2,0%)	83 (1,6%)
Китай	13 (0,8%)	21 (1,0%)	171 (5,6%)	370 (9,3%)	476 (10,3%)	554 (10,7%)
Весь мир	1 664 (100%)	2 072 (100%)	3 035 (100%)	3 978 (100%)	4 628 (100%)	5 183 (100%)

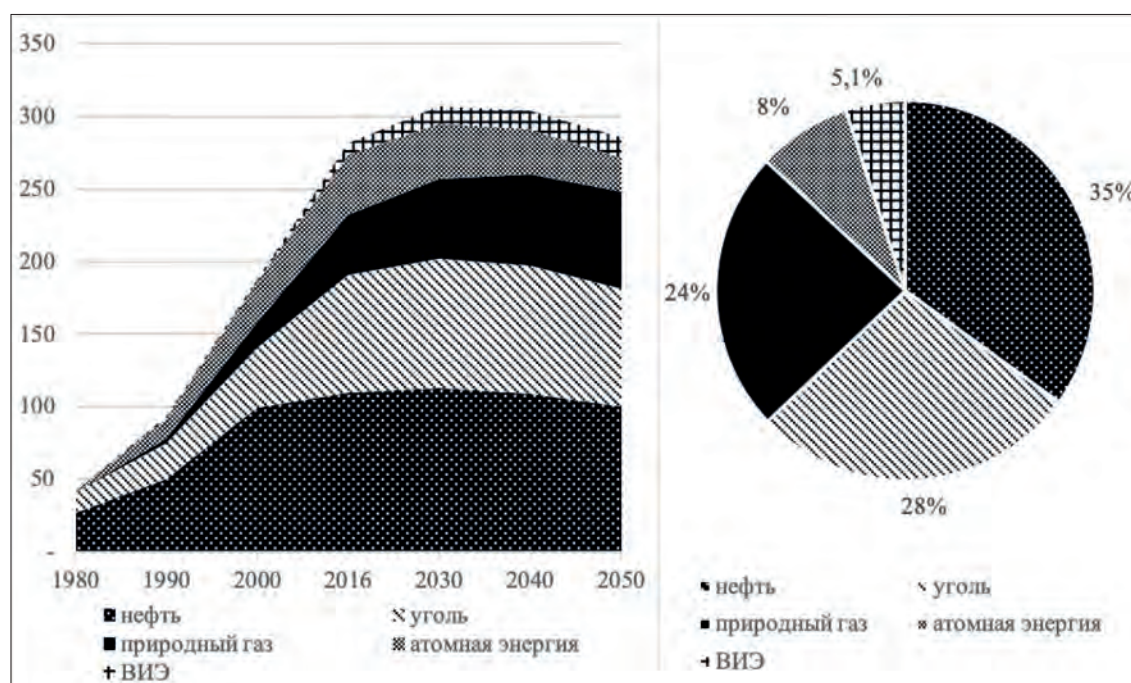
Источник: [10].

жаться. Подобный прогноз связан с вышеописанными планами правительства Страны восходящего Солнца, согласно которым атомная энергия будет продолжать играть важную роль, а позиции природного газа будут, соответственно, не столь значительны, как в Республике Корея и Китае. Далее представлен краткий обзор тенденций и планов увеличения потребления природного газа трех стран.

*Республика Корея.* В июне 2017 г., когда была временно приостановлена эксплуатация восьми угольных электростанций и закрыта одна АЭС, объемы потребления природного газа увеличились на 8,6% [6]. Ввиду этого в 2017 г. был за-

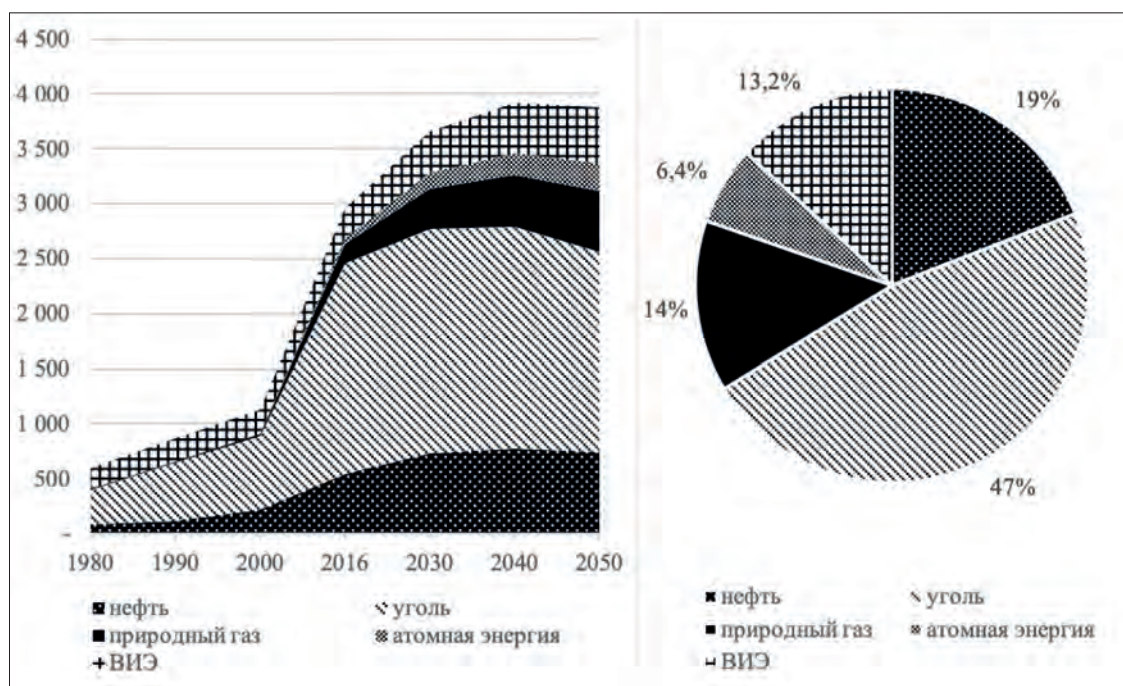
фиксирован большой рост объемов импорта СПГ – на 3,6 млн т [11]. В июне 2018 г. подобная тенденция продолжилась – соответственно объемы потребления природного газа в стране увеличились на 14% по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года [12].

Также в стране ожидается рост объема спроса на природный газ для выработки электроэнергии. Например, в «Восьмом базовом плане по спросу и предложению электроэнергии» указано, что роль природного газа в электрогенерации будет увеличена, и его доля в производстве электроэнергии вырастет с 16,9% в 2017 г. до 18,8% в 2030 г., а объемы производства элек-



Источник: [10].

Рис. 4. Прогноз потребления первичной энергии (млн т н.э.) и структура ТЭБ в Республике Корея в 2050 году



Источник: [10].

Рис. 5. Прогноз потребления первичной энергии (млн т н.э.) и структура ТЭБ в Китае в 2050 году

троэнергии из природного газа будут поэтапно увеличиваться с 37,4 ГВт в 2017 г. до 44,3 ГВт в 2030 году. На рис. 4 показан прогноз потребления первичной энергии в Республике Корея. Доля природного газа в структуре ТЭБ в стране к 2050 г. увеличится до 24% по сравнению с 14% в 2017 году.

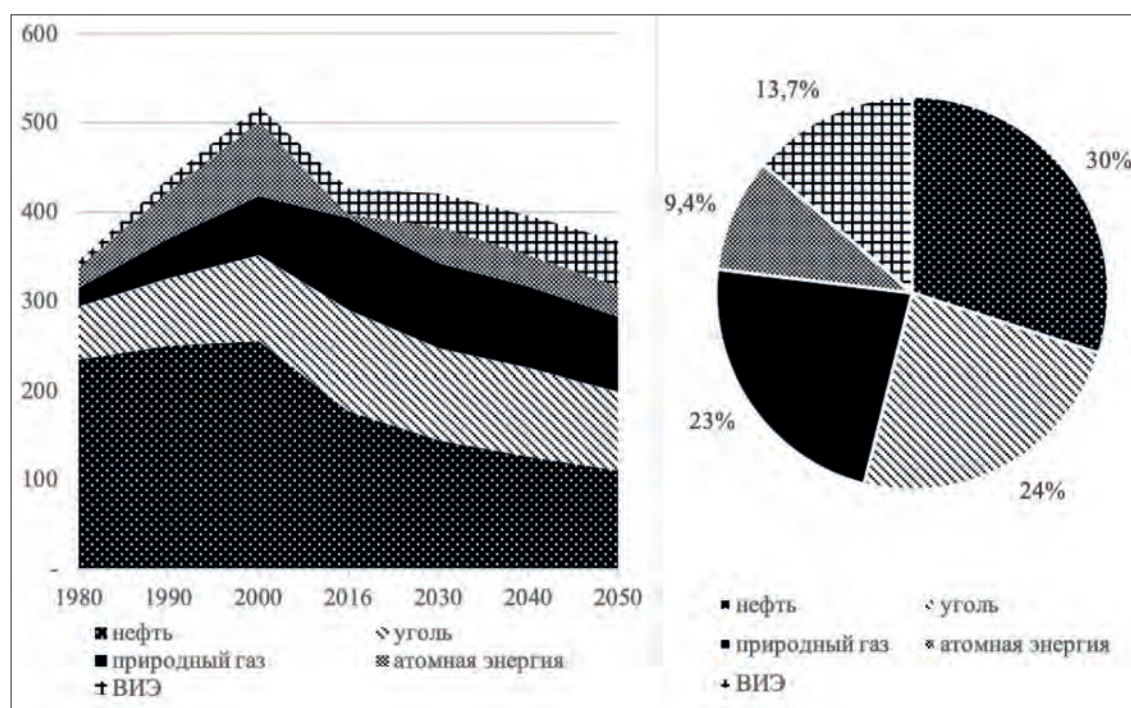
*Китай.* Под лозунгом «Сделать китайское небо снова голубым» в Китае природный газ стал ключевым энергетическим ресурсом в борьбе с загрязнением воздуха [13]. Природному газу отводится главная роль в стратегии Китая по решению экологических проблем, поэтому в пятилетнем плане на период с 2016 по 2020 гг. предусмотрено повышение доли природного газа в энергетическом балансе страны в 2 раза [13]. Соответственно, в 2017 г. спрос на природный газ вырос на 15%, и тем самым страна внесла свой вклад в рост глобального рынка голубого топлива [1]. В том же году объемы импорта СПГ увеличились на 42,3% (11,6 млн т), при этом годом ранее был уже зафиксирован большой рост объемов импорта СПГ на 36,9% [11].

Как показано на рис. 5, ожидается, что энергетические планы Поднебесной будут способствовать росту спроса на природный газ в по-

следующие десятилетия [14]. По прогнозам Института экономики энергетики Японии (ИЕЕИ), объемы потребления природного газа в Китае будут увеличиваться с 171 млн т н.э. в 2016 г. до 554 млн т н.э. к 2050 г. [10]. А доля природного газа к 2050 г. вырастет до 14%, то есть в 2 раза по сравнению с 7% в 2017 г. (см. рис. 5).

*Япония.* Авария на АЭС «Фукусима-1» привела к изменению энергетической политики страны. До аварии существовали планы по снижению импорта СПГ к 2030 г., но из-за аварии Правительству Японии пришлось поменять свою стратегию [5]. Остановка АЭС в Японии привела к увеличению импорта СПГ [15]. Соответственно, в 2011 г. был зафиксирован большой рост объемов спроса на природный газ – на 11,6% [4].

Но в отличие от Республики Корея и Китая, в Японии увеличение доли природного газа в ТЭБ не ожидается. Более того, как показано на рис. 6, прогнозируется повышение доли атомной энергии. Как отмечалось выше, в настоящее время в Японии атомная энергия играет определенную роль, будучи важным источником энергии. В последнее время в энергетической политике Японии снова подчеркивается необ-



Источник: [10].

**Рис. 6. Прогноз потребления первичной энергии (млн т н.э.) и структура ТЭБ в Японии в 2050 году**

ходимость использования атомной энергии [2]. Тем не менее следует иметь в виду, что до тех пор пока проблема безопасности атомной энергии остается нерешенной, природный газ будет занимать свое особое место в структуре ТЭБ в Японии.

### Заключение

Мировое сообщество, стремясь решить проблему глобального потепления, поступательно стремится к декарбонизации экономики. Ведущие страны СВА – Республика Корея, Япония и Китай – не являются исключением в данном мировом движении. При этом эти страны сталкиваются с необходимостью решения таких проблем, как загрязнение воздуха и безопасность использования атомной энергии и демонстрируют разные подходы к их решению. Наиболее эффективным решением мог бы стать переход к использованию ВИЭ, но из-за технологических и финансовых ограничений в ближайшей пер-

спективе трудно ожидать их полноценного использования.

В этой связи природный газ, как наиболее чистый и безопасный источник энергии, будет играть стратегически важную роль в экономике этих стран и займет более значимое место в структуре ТЭБ. Поэтому в последние годы в Республике Корея и Китае были приняты энергетические планы, в которых подчеркнута значимость природного газа и увеличения спроса на него. Исходя из данных планов, можно прогнозировать увеличение доли природного газа в структуре потребления первичной энергии этих двух странах.

Что касается Японии, то повышение доли природного газа в структуре потребления первичной энергии не ожидается. Но пока проблема безопасности использования атомной энергии полностью не решена, а технологии ВИЭ находятся еще только в стадии разработки, природный газ будет сохранять свою значимую долю в энергетике страны.

### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. BP Statistical Review of World Energy 2018 / BP, London, 2018.
2. 이유진. 후쿠시마 사고 이후 일본의 원자력 관련 제도 변화에 대한 연구// 일본연구논총, 40, 2014, p. 5-37 (in Korean).
3. Masatsugu Hayashi, Larry Hughes. The Fukushima nuclear accident and its effect on global energy security// Energy Policy, 59, 2013, pp. 102-111.
4. BP Statistical Review of World Energy 2012 / BP, London, 2012.
5. Mastepanov A.M. Asian Energy Fluctuations // Oil of Russia, №3-4, 2016, p. 4-9 (in Russian).
6. KEEI Monthly Korea Energy Trends 2017.09// Korea Energy Economics Institute (KEEI), Republic of Korea, 2017.
7. KEEI Monthly Energy Statistics 2018. 09// Korea Energy Economics Institute (KEEI), Republic of Korea, 2018.
8. Global Energy Statistical yearbook 2018. Enerdata. URL: <https://yearbook.enerdata.net/coal-lignite/coal-world-consumption-data.html>
9. X.J. Yang et al. China's renewable energy goals by 2050// Environmental Development, 20, 2016, pp. 83-90.
10. IEEJ Outlook 2019// The Institute of Energy Economics (IEEJ), Japan, 2018.
11. GIIGNL The LNG industry 2018// International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), Paris, 2018.
12. KEEI Monthly Korea Energy Trends 2018.09// Korea Energy Economics Institute (KEEI), Republic of Korea, 2018.
13. David Sandalow, Akos Losz and Sheng Yan. A Natural Gas Giant Awakens: China's Quest for Blue Skies Shapes Global Markets// Columbia University Center on Global Energy Policy, USA, 2018. URL: <https://energypolicy.columbia.edu/research/commentary/natural-gas-giant-awakens-china-s-quest-blue-skies-shapes-global-markets>
14. The Future of Asian LNG 2018 (The Road to Nagoya) // The Institute of Energy Economics (IEEJ), Japan, 2018.
15. GIIGNL The LNG industry 2011// International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL), Paris, 2012.

Поступила в редакцию  
07.11.2018 г.

УДК 620.9 (100)

А.И. Громов, Н.А. Иванов<sup>1</sup>

## АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА И ЕГО ВЛИЯНИЯ НА СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ МЕЖДУНАРОДНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

*Аннотация.* В настоящей статье рассматриваются актуальные вопросы трансформации мировой энергетики или так называемого «энергетического перехода», а также его влияния на стратегию развития международных энергетических компаний. Анализируются основные движущие силы энергетического перехода: Парижское климатическое соглашение, американская сланцевая революция, а также изменение теоретических подходов к оценке ресурсной обеспеченности углеводородами мировой энергетики.

*Ключевые слова:* энергетический переход, трансформация мировой энергетики, ресурсная неопределенность, сланцевая революция, Парижское климатическое соглашение, технологическая эффективность, стратегии международных энергетических компаний.

A.I. Gromov, N.A. Ivanov<sup>2</sup>

## TOPICAL ISSUES OF ENERGY TRANSITION AND ITS IMPACT ON THE DEVELOPMENT STRATEGIES OF INTERNATIONAL ENERGY COMPANIES

*Abstract.* This article discusses topical issues of global energy industry transformation or so-called energy transition, as well as its impact on the development strategy of international energy companies. The main driving forces of energy transition are analyzed: the Paris Climate Agreement, American shale revolution, as well as changes in theoretical approaches to assessing the world energy resource availability in terms of hydrocarbons.

*Keywords:* energy transition, world energy transformation, resource uncertainty, shale revolution, Paris Climate Agreement, technological efficiency, strategies of international energy companies.

### Введение

Тема энергетического перехода (Energy Transition), или трансформации мировой энергетики, стала самой актуальной в мировой энергетической политике конца второго десятилетия XXI века. На энергетических рынках происходят быстрые изменения, но темп, направление и долгосрочные последствия этих изменений в полной мере прогнозированию пока не поддаются. Различные государственные и независимые агентства, аналитические службы, консал-

тинговые компании и сами участники рынка рассматривают большое разнообразие сценариев будущего развития мировой энергетики, но реально происходящие на рынке изменения каждый год вносят в эти сценарии свои коррективы. Можно назвать, по крайней мере, три основных драйвера мирового энергетического перехода.

Во-первых, свою иницилирующую роль сыграло принятое в декабре 2015 г. *Парижское климатическое соглашение*, в соответствии с которым большинство стран договорились при-

---

<sup>1</sup> Алексей Игоревич Громов – главный директор по энергетическому направлению, руководитель энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов», к.г.н., *e-mail:* a\_gromov@fief.ru;

Николай Александрович Иванов – заведующий сектором «Энергетические рынки» Фонда «Институт энергетики и финансов», к.э.н., *e-mail:* n\_ivanov@fief.ru.

<sup>2</sup> Alexey I. Gromov – Chief Director for Energy, Head of the Energy Department at the Institute for Energy and Finance (FIEF), PhD in Geography, *e-mail:* a\_gromov@fief.ru;

Nikolay A. Ivanov – Head of the Energy Market Sector at the Institute for Energy and Finance, PhD in Economics, *e-mail:* n\_ivanov@fief.ru.

лагать усилия по сокращению выбросов парниковых газов с целью ограничить глобальное потепление двумя градусами Цельсия. Эффективность самого Парижского соглашения не является предметом анализа в настоящем отчете, но его подписание стало определенной точкой отсчета, когда снижение углеродных эмиссий стало официально декларируемой целью не только для стран, подписавших соглашение, но и для участников энергетических рынков. Развитие низкоуглеродных технологий стало символом прогресса и основой устойчивого экономического развития. В результате мировые инвестиции в нефтегазовую отрасль снижаются, и растет число компаний, объявляющих о цели перейти на использование энергии только из возобновляемых источников.

Вторым драйвером изменений на энергетических рынках стала *американская сланцевая революция*. Психологический эффект от технологических прорывов в добыче нефти и газа из нетрадиционных источников еще предстоит оценить. Если благодаря развитию технологий добычи стало возможным сделать доступными сланцевые ресурсы, о наличии которых было известно, но не было рентабельных способов их извлечения, то по этой же логике развитие технологий возобновляемой энергетики рано или поздно сделает рентабельным использование энергии Солнца, ветра и других возобновляемых источников.

Третьей составляющей энергетического перехода стало *изменение теоретических подходов к оценке ресурсной обеспеченности углеводородами*. Модели Г. Хотеллинга и К. Хабберта, рассматривавшие экономику освоения исчерпаемых нефтегазовых ресурсов, исходили из того, что добыча нефти и газа будет снижаться после достижения пика в результате уменьшения объема извлекаемых запасов, а мировой спрос продолжит расти. Теперь эта концепция подвергается пересмотру не только учеными и аналитиками, но также государственными органами и самими нефтегазовыми компаниями, в своих прогнозах исходящими из того, что в обозримом будущем наступит пик не добычи нефти, а ее потребления. При этом никто из отраслевых аналитиков не может предсказать дату наступления пикового спроса на нефть, величину

этого пикового спроса и темп возможного снижения потребления нефти. Слишком велика неопределенность всех компонентов этой сложной системы.

В этих условиях участники нефтяного рынка пытаются угадать долгосрочные тенденции и выработать адекватную стратегию. Нефтегазовые компании первыми чувствуют угрозу своему бизнесу и постоянно корректируют свои инвестиционные программы, пытаются заранее подготовиться к переменам. Многие крупные транснациональные нефтегазовые компании пошли по пути диверсификации своего бизнеса – они ускоренными темпами развивают различные технологии возобновляемой энергетики. Например, Total и ENI интенсивно реализуют проекты в солнечной энергетике, Statoil развивает морскую ветрогенерацию, Shell работает над проектами в ветроэнергетике и биотопливе, BP инвестирует в создание прорывных технологий хранения электроэнергии и т.д. Компании даже меняют собственные названия, чтобы там не было даже намек на их нефтяную природу. Недавний пример – норвежская Statoil, сменившая название на Equinor.

Что касается нефтегазового бизнеса, то компании ускоренно инвестируют в приобретение лицензионных участков и освоение новых сланцевых формаций в США. Многие оценили перспективы добычи нефти плотных пород, в частности – в бассейне Permian. Преимущество инвестирования в добычу сланцевой нефти очевидно: эти проекты показали свою устойчивость даже в период ценового спада. Американские компании приобрели достаточный технологический опыт, при этом некоторые сланцевые компании представляют собой привлекательные объекты для поглощения. И главное: для сланцевых проектов характерен короткий инвестиционный цикл, это очень динамичный бизнес с малым сроком окупаемости – инвестиции можно планировать максимум на пять лет и тем самым нивелировать риск возможного наступления пика потребления нефти. Этим путем идут многие крупные нефтегазовые компании, среди которых лидирующие позиции занимает американская ExxonMobil.

Royal Dutch Shell смещает свой инвестиционный фокус в нефтегазовом бизнесе на проекты по производству сжиженного природного газа (СПГ), считая эту отрасль более перспективной, чем нефтяную. Это тоже следствие глобального энергетического перехода.

### Возможные сценарии энергетического перехода

На энергетическую отрасль приходится порядка 70% антропогенных эмиссий парниковых газов. Международное энергетическое агентство (МЭА, IEA) предложило три сценария развития мировой энергетики, различающиеся по степени потребления ископаемого топлива и эмиссиям парниковых газов. МЭА подчеркивает, что ни один из этих сценариев не может считаться долгосрочным прогнозом.

- *Сценарий новой политики (IEA New Policies Scenario, NPS)* – центральный сценарий, опубликованный в Мировом энергетическом обзоре 2018 года. Он призван показать, куда могут привести энергетический комплекс продолжение существующей практики, а также реализация анонсированных намерений. Этот сценарий включает в себя не только меры, которые правительства принимают в настоящее время, но также оценивает возможные эффекты от следования объявленным планам и достижения поставленных целей. Сценарий NPS соответствует развитию, которое с 50%-й вероятностью приводит к повышению глобальной температуры на 2,7 °C.
- *Сценарий устойчивого развития (IEA Sustainable Development Scenario, SDS)* разработан взамен «Сценария 450» из предыдущего Мирового энергетического обзора 2017 г. (World Energy Outlook 2017). Этот сценарий считается главным направлением декарбонизации экономики. Сценарий SDS определяет направление развития, необходимое для достижения целей Парижского соглашения, а также предполагает международные усилия по обеспечению доступа к энергоресурсам и улучшению качества атмосферного воздуха. Реализация сценария позволит с

50%-й вероятностью ограничить повышение глобальной температуры 2 °C по отношению к доиндустриальному уровню.

- *Сценарий «Ниже 2 °C» (IEA Beyond 2 Degrees Scenario, B2DS)* был впервые опубликован в 2017 г. в обзоре энергетических перспектив МЭА. Также как сценарий SDS, сценарий B2DS определяется скорее желательным результатом, чем развитием экономики. Это означает, что спрос на энергоресурсы диктуется конечными климатическими целями, определяемыми как ограничение глобального потепления на уровне 1,75 °C к 2100 году.

Компания Carbon Tracker выпустила доклад<sup>3</sup>, оценивающий, какие риски создают климатические стратегии перехода на низкоуглеродный путь развития для отраслей добычи угля, нефти и природного газа. В качестве верхнего предела возможных поставок ископаемых энергоресурсов в докладе приняты ограничения сценария NPS МЭА. Также в докладе сделано допущение, что энергетические компании уже приняли в качестве рабочего варианта ограничения, принятые в сценарии NPS. Таким образом, в докладе рассматриваются уровни спроса на углеводороды, соответствующие сценариям SDS и B2DS, и оценивается, какой капитал, инвестированный в поставки углеводородов, соответствующие сценарию NPS, оказывается в зоне риска при возможном снижении спроса.

Суммарный риск потери капложений при переходе от сценария NPS к B2DS в период 2018-2025 гг. оценен в 1,6 трлн долларов. По сравнению с SDS, сценарий B2DS относит в зону риска капитальные вложения в объеме 0,7 трлн долларов. Сценарий SDS требует инвестиций на 0,9 трлн долл. меньше, чем NPS. При этом удовлетворение спроса в соответствии с каждым из сценариев потребует в 2018-2025 гг. значительных инвестиций: 3,3 трлн долл. для B2DS, 4,0 трлн долл. для SDS и 4,8 трлн долл. для NPS.

### От пика предложения к пику спроса на нефть

На протяжении десятилетий в мировой добывающей промышленности торжествовала идея исчерпаемости природных ресурсов, глав-

<sup>3</sup> URL: <https://www.carbontracker.org/reports/mind-the-gap/>



## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

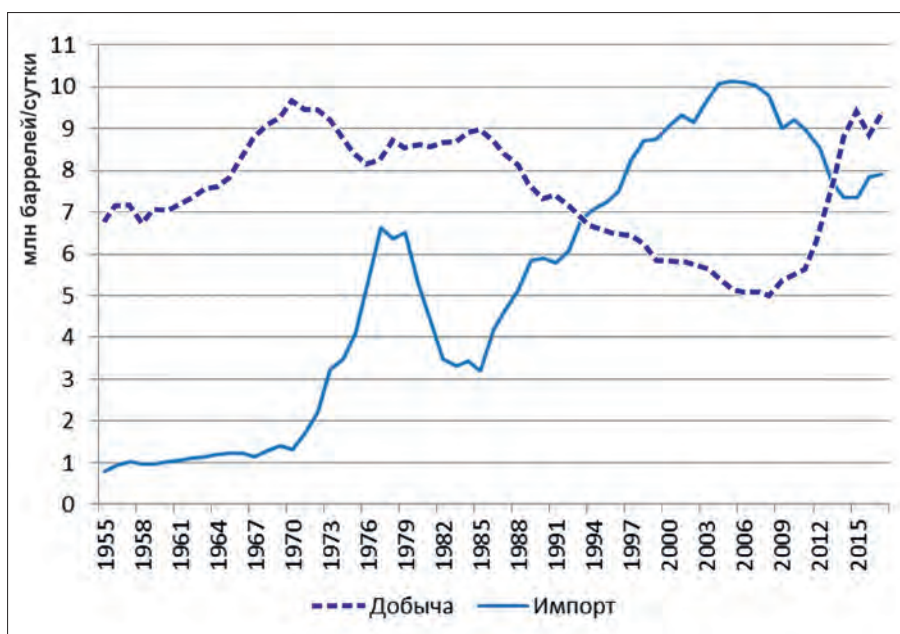
ным образом нефти. Эта идея базировалась на двух теоретических основаниях. Первым теоретиком, предложившим модель исчерпания мировых запасов нефти, стал британский экономист Г. Хотеллинг (H. Hotelling). Он показал, что по мере сокращения запасов и нарастания дефицита нефть будет дорожать. Со временем дефицит будет нарастать. В соответствии с моделью Хотеллинга владелец ресурсов должен обеспечить добычу на таком уровне, чтобы стоимость оставшихся запасов увеличивалась в соответствии с ростом реальной процентной ставки. Для него не должно быть разницы, добыть ли нефть сегодня и инвестировать полученные средства по реальной ставке или добыть эту же нефть завтра. Ключевая экономическая предпосылка Хотеллинга заключалась в том, что нефть следует рассматривать в качестве финансового актива, стоимость которого растет по мере нарастания дефицита.

Вторым теоретиком стал К. Хабберт (K. Hubbert), американский геофизик из исследовательской лаборатории компании Shell в Хьюстоне. В 1956 г. Хабберт представил доклад для Американского института нефти, на десятилетия определивший отношение к исчерпаемым природным ресурсам. К. Хабберт предложил

теорию «пика нефти», согласно которой исторический максимум нефтедобычи будет достигнут в США к 1970 г., а в мире – к 1995 году. И хотя с каждым новым геологическим открытием пик «кривой Хабберта» сдвигался на более поздний срок, в 1975 г. Национальная академия наук США признала правильность теоретических выкладок Хабберта.

На протяжении десятилетий модель Хотеллинга и теория пиковой нефти Хабберта находили подтверждения своей истинности. Добыча нефти в США достигла пика в 1973 г. (10,2 млн баррелей/сутки) и снижалась вплоть до начала американской сланцевой революции. В ноябре 2017 г. в США вновь было добыто более 10 млн баррелей/сутки нефти, из которой более половины составила добыча нефти плотных коллекторов. Сланцевая революция положила начало пересмотру концепции пиковой нефти (рис. 1).

До недавнего времени идея пиковой добычи влияла на долгосрочные прогнозы Управления энергетической информации США (Energy Information Administration, EIA). При составлении долгосрочных энергетических прогнозов (Annual Energy Outlooks, АЕО) EIA показывало пик добычи нефти в США, который должен был наступить после 2020 года. Причиной будущего



Источник: U.S. Energy Information Administration.

Примечание: показана среднегодовая добыча, поэтому пиковые значения не видны.

Рис. 1. Динамика добычи и импорта нефти в США, 1955-2017 гг.

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

спада в добыче назывались ресурсные ограничения – ЕИА исходило из идеи Хабберта о конечности и исчерпаемости нефтяных запасов в стране. Но с развитием сланцевой революции, когда добыча нефти плотных коллекторов стала расти быстрыми темпами, стало ясно – появился новый, еще слабо изученный источник нефти.

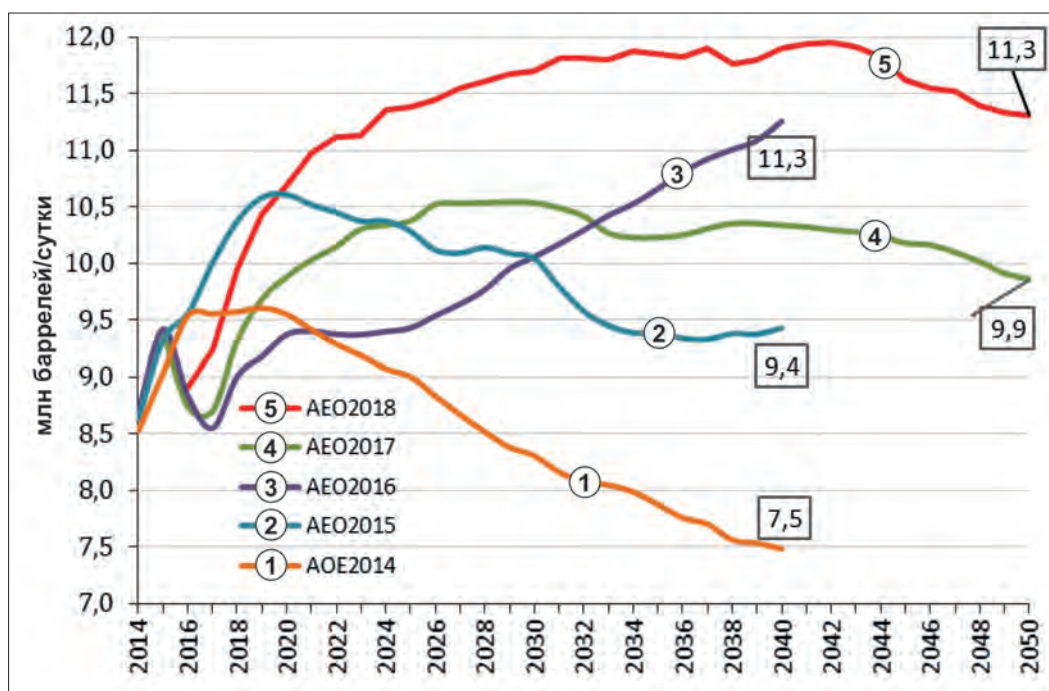
Ресурсные ограничения добычи нефти плотных коллекторов в США регулярно подвергаются пересмотру участниками рынка и государственными регулирующими органами. Причина – в недостаточной геологической изученности плотных пород, в отличие от традиционных нефтегазовых месторождений, расположенных в пределах этих же бассейнов, а также в росте эффективности технологий добычи, позволяющих на каждом этапе своего развития извлекать больший объем ресурса, распределенного в плотной породе. Соответственно, долгосрочные прогнозы добычи каждый год корректируются в сторону увеличения. Прогнозы ЕИА, начиная с 2016 г., уже ушли от наследия Хабберта и избавились от ярко выраженного пика на кривой будущей добычи нефти (рис. 2).

Добыча сланцевого газа и нефти плотных пород развивается по своим законам. Традици-

онные представления о ресурсной обеспеченности добычи, об эффективности технологий, инвестиционном планировании и проектном финансировании оказываются нерелевантными новой реальностью. Ресурсы нетрадиционных углеводородов выявляются не на этапе поиска и разведки, а непосредственно в процессе добычи. При этом они существенным образом зависят от применяемых технологий. Поэтому ресурсная неопределенность – главная причина ошибок в прогнозировании добычи нетрадиционных (распределенных) углеводородов.

Американская сланцевая отрасль продемонстрировала парадокс: при хорошей геологической изученности территорий США и Канады перспективные нефтегазовые ресурсы плотных формаций остаются фактически неизвестными и выявляются в процессе их освоения частными компаниями. А прогресс в развитии технологий добычи (включая новейшие цифровые методы) год от года ускоряется и точному прогнозированию не поддается.

Управление энергетической информации США (ЕИА), также как и независимые аналитические центры и организации, включая крупнейшие компании, вынуждены принимать во



Источник: U.S. Energy Information Administration.

Рис. 2. Сравнение долгосрочных прогнозов добычи нефти в США 2014-2018 гг.

внимание эти факторы и год от года корректировать свои прогнозы американской добычи в сторону увеличения. Следствием этой неопределенности становится сложность в прогнозировании предложения нефти на мировом рынке. Ключевые игроки мирового нефтяного рынка, включая страны ОПЕК и не входящие в организацию страны-производители нефти, вынуждены перестраивать энергетическую политику в режиме реального времени с учетом быстро изменяющейся рыночной реальности.

Более того, все более значимую роль приобретает понимание того, что в будущем мир, скорее всего, столкнется не с проблемой ресурсных ограничений, во всяком случае в части добычи нефти, а с проблемой так называемого пикового спроса на нефть, когда потребители в рамках происходящей сегодня трансформации мирового энергетического развития будут переходить на другие, преимущественно неуглеводородные источники энергии.

### Истоки технологического рывка

Сланцевая революция в США стала возможной благодаря экспоненциальному развитию технологий добычи углеводородов из сланца и других плотных пород, эта революция главным образом технологическая. При этом наличие нефти и газа в плотных породах было давно известно, а ключевые технологии их добычи – гидроразрыв пласта и горизонтальное бурение – тоже были изобретены задолго до начала американского сланцевого бума. И только сочетание этих известных технологий, их совершенствование и адаптация для освоения известных ресурсов дала взрывной эффект. Именно непрерывное развитие этих технологий привело к кратному повышению эффективности добычи, благодаря чему американские компании получают возможность выгодно добывать нефть и газ даже в условиях низких мировых цен.

Сланцевая революция в США уже дважды за свою недолгую историю сталкивалась с конъюнктурными вызовами, и оба раза не останавливалась в своем распространении. В обоих случаях сила технологических прорывов была действеннее временных ценовых спадов на сырьевых рынках, и американские нефтегазовые

компании находили способы не прекращать добычу даже при неблагоприятной конъюнктуре.

С первым конъюнктурным вызовом добыча сланцевого газа столкнулась в 2012 году. Тогда цены на газ в США опускались (в апреле) ниже уровня в 2 долл./млн БТЕ (1 МБТЕ равен примерно 1 тыс. куб. футов), а в среднем по году составила 2,8 долл./млн БТЕ [8]. Это стало серьезным шоком для добывающих компаний. Особенно после 2008 г., когда цена на Henry Hub поднималась выше 13,5 долл./млн БТЕ (в марте), а в среднем по году была почти 9 долл./млн БТЕ (рис. 3).

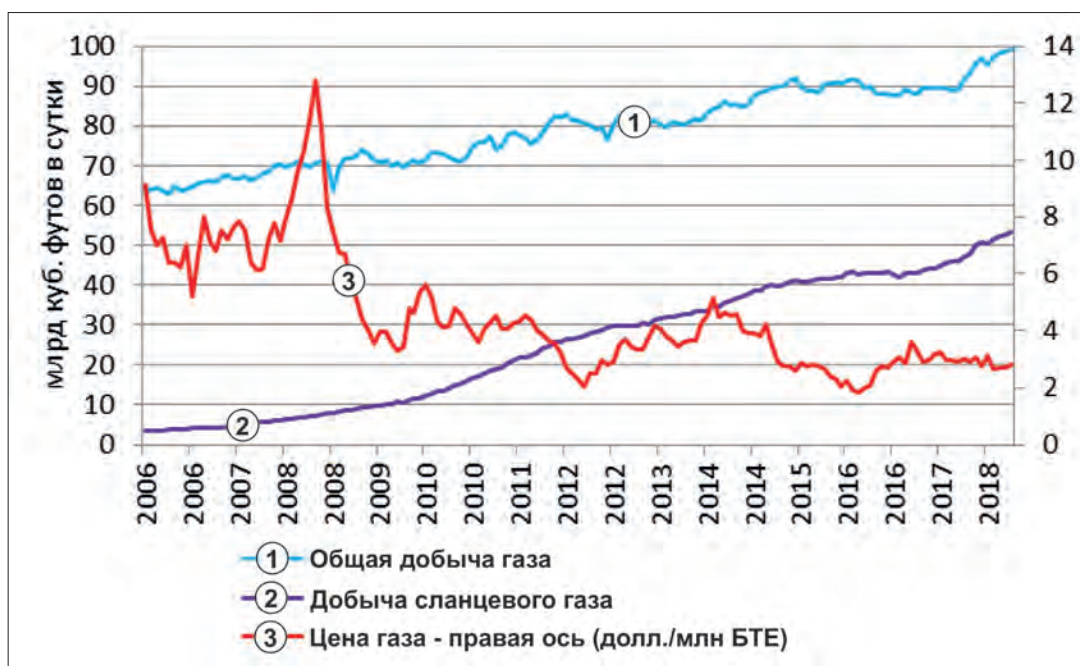
До 2012 г. считалось (на основе неофициальных заявлений отдельных компаний), что себестоимость добычи сланцевого газа составляет около 4 долл. за 1 тыс. куб. футов. Но когда этот показатель вдвое превысил рыночную цену, экономика таких проектов стала вызывать справедливые сомнения у наблюдателей. Тем не менее компании пережили период ценового спада, массовых банкротств не случилось. Необходимую рентабельность бизнеса обеспечило развитие технологий.

Второе испытание ожидало сланцевый бизнес в период резкого падения нефтяных цен в 2014-2015 годах. Добыча нефти в США уже не имела возможности для перекрестного субсидирования, как в случае сланцевого газа в 2012 году. Но эластичность добычи нефти по цене оказалась достаточно умеренной – сокращение объемов производства отставало от снижения цен и по времени, и по масштабам (рис. 4). Необходимую рентабельность бизнеса обеспечило развитие технологий.

Каждое технологическое усовершенствование в бурении, заканчивании скважин, использовании методов компьютерного моделирования и работы с большими данными повышало эффективность операций на десятки процентов в годовом исчислении. Росли объемы добычи и скорость операций, снижались капитальные затраты и операционные издержки и т.п. В сумме это давало такое увеличение эффективности добычи нефти и газа, которое позволяло сохранять рентабельность операций даже в условиях резкого падения нефтяных цен.

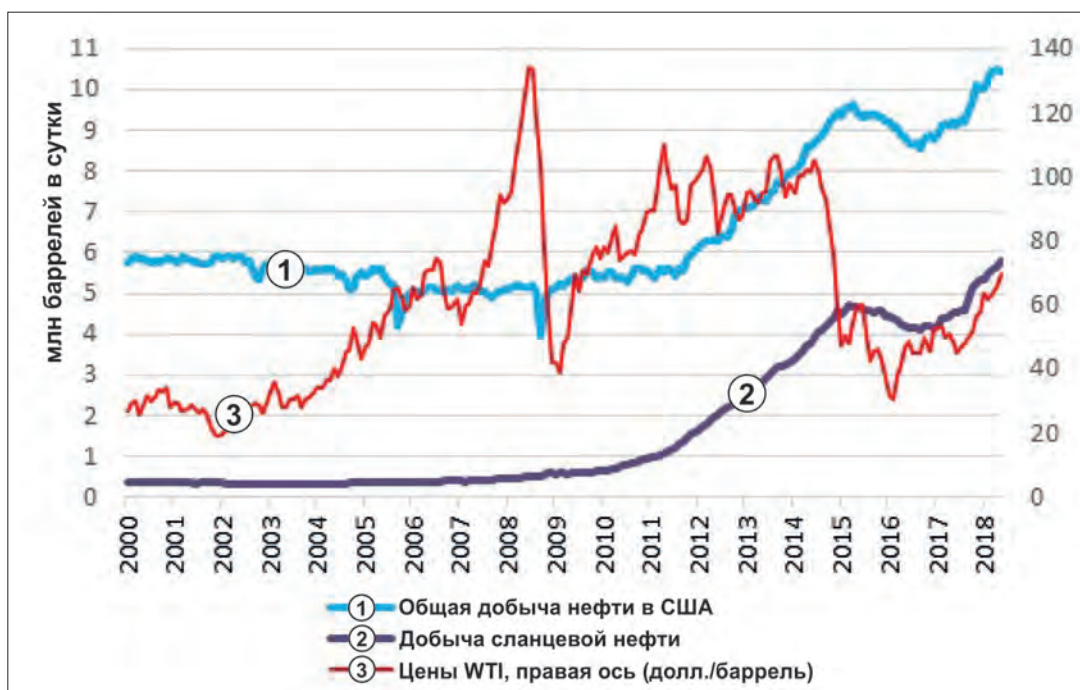
Таким образом, гибкость и мобильность сланцевого бизнеса в сочетании с растущей

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ



Источник: U.S. Energy Information Administration.

Рис. 3. Динамика добычи и цен на сланцевый газ в США, 2006-2018 гг.



Источник: U.S. Energy Information Administration.

Рис. 4. Добыча нефти в США на фоне изменения цены WTI, 2000-2018 гг.

эффективностью применяемых технологий позволяют сланцевым компаниям оставаться прибыльными и конкурентоспособными даже при неблагоприятной рыночной конъюнктуре.

Идея развития известных технологий для освоения известных ресурсов дала толчок для применения в других энергетических отраслях – там, где именно технологические ограничения

не позволяли вовлечь эти ресурсы в экономический оборот. В результате сланцевого бума произошла революция в понимании роли технологий в энергетике. В различных энергетических отраслях по всему миру развитие технологий получило мощный стимул для развития. Бизнес, отраслевая наука, технологические компании включились в поиск высокоэффективных решений для рентабельного применения локальных ресурсов – будь то гидраты метана или возобновляемые источники энергии.

Уже заметно зарождение глобальных преобразований, которые можно смело назвать мировой энергетической революцией. Эта революция пока только набирает силу, ее последствия еще трудно предсказать. Но уже ясно, что речь идет о начавшейся смене энергетических укладов всех традиционных поставщиков и потребителей энергоресурсов.

Импульс для смены парадигмы задала американская сланцевая революция, а приближают ее два одновременно совпавших вектора: «сверху» – борьба с эмиссиями углерода в рамках Парижского соглашения, и «снизу» – технологическая революция, позволяющая возобновляемой энергетике конкурировать с традиционной, основанной на использовании углеводородного сырья.

### Вызовы для нефтегазовой отрасли

Главный вызов, стоящий перед отраслью в долгосрочной перспективе, связан с прогнозами замедления темпов роста мирового спроса на нефть и возможным наступлением пика ее потребления. После чего, по разным сценариям, наступит либо резкое падение, либо плавное снижение, либо сохранение спроса на нефть на стабильном уровне – плато потребления. В этих моделях учитываются такие факторы, как рост населения Земли, увеличение доли среднего класса, потребляющего энергоресурсы, рост экономики стран ОЭСР, а также Китая, Индии и других стран АТР – с одной стороны, и повышение энергоэффективности технологий, распространение электромобилей и изменение структуры пользования транспортом, включая рост популярности каршеринга (совместного использования автомобилей) – с другой.

В 2017 г. многие крупные транснациональные нефтяные компании в своих долгосрочных прогнозах впервые обозначили возможность наступления пика потребления нефти. Например, компания BP в долгосрочном (до 2050 г.) прогнозе 2017 г. показала, что после 2035 г. спрос на нефть в мире может начать снижение в зависимости от темпов экономического роста, технологического прогресса и климатической политики крупнейших потребителей нефти.

Китайская национальная нефтяная корпорация (CNPC) в прогнозе 2017 г. показала, что мировой спрос на нефть достигнет пика между 2030 и 2040 гг., после чего до 2050 г. будет резко снижаться. В самом Китае, в соответствии с этим прогнозом, пик наступит в районе 2030 г., и падение спроса к 2050 г. будет еще более резким.

Китайский прогноз стал неприятной неожиданностью для мировых производителей нефти, поскольку один из главных аргументов противников идеи пикового спроса был связан с ожиданием роста спроса в Китае – там растет средний класс, пользующийся автомобилем, ускоряется экономическое развитие, растет объем перевозок и т.д. Оказалось, что в самом Китае резко увеличению потребления нефтепродуктов не прогнозируют.

### ВИЭ как дополнение, а не замена

Качественные изменения мирового энергетического ландшафта, наблюдаемые в последние годы, свидетельствуют о переходе мировой энергетике на новый уровень технологического развития. Сланцевая революция в США дала толчок развитию альтернативных энергетических технологий. Согласно отчету МЭА 2018 г. о состоянии энергетике и эмиссии CO<sub>2</sub><sup>4</sup>, по результатам 2017 г. ВИЭ продемонстрировали самые высокие темпы роста среди всех источников энергии и обеспечили 25% всей мировой выработки электроэнергии. Китай и США обеспечили самые высокие темпы роста – около 50%, следом идут Европейский союз, Индия и Япония. По данным Bloomberg New Energy Finance, к середине 2018 г. установленная мощ-

---

<sup>4</sup> URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>

ность ветровой и солнечной энергетики в мире достигла 1000 ГВт<sup>5</sup>.

Тем не менее пока рано говорить о смене энергетического уклада и переходе мировой экономики на возобновляемые источники энергии. С 2010 г. нормированная стоимость производства солнечной PV-электроэнергии снизилась более чем на 80%<sup>6</sup>. Ветровая и солнечная энергетика сравнялись по стоимости сооружения новых мощностей с газовой генерацией<sup>7</sup>.

Но Р. Ньюэлл (R. Newell) и Д. Рэйми (D. Raimi) из компании Resources for the Future доказывают, что быстрый рост возобновляемой энергетики еще не гарантирует энергетической трансформации<sup>8</sup> и уход от ископаемого углеводородного энергетического сырья. Развивающиеся процессы говорят скорее о добавлении новых источников энергии, а не о замене старых. Несмотря на то, что доля угля и нефти в мировом энергопотреблении снижается в пользу ВИЭ, общий объем потребления ископаемых энерго-ресурсов продолжает расти. Если человечество хочет справиться с проблемой изменения климата, эту тенденцию придется переломить.

Международное энергетическое агентство прогнозирует, что для достижения целей Парижского соглашения к 2040 г. потребление угля должно сократиться более чем вдвое, нефти – на 25%. Потребление газа может продолжать увеличиваться, но более медленными темпами, чем в настоящее время. Выработка ВИЭ должна вырасти на порядок от сегодняшнего уровня, чтобы вместе с атомной энергетикой обеспечить 25% общего энергопотребления.

Для обеспечения этих показателей должны быть введены такие меры, как плата за эмиссии

углерода и стимулы для развития низкоуглеродных технологий. Некоторые крупные мировые эмитенты уже принимают такие меры<sup>9</sup>, но при этом новые инвестиции в ископаемые энергоресурсы по крайней мере вдвое превышают вложения в развитие ВИЭ<sup>10</sup>. И если энергетическая трансформация произойдет в полном объеме, это создаст серьезные проблемы регионам, зависящим от добычи, транспортировки и потребления ископаемых энергоресурсов<sup>11</sup>.

### Заключение

Страны, экономика которых зависит от нефтегазовых доходов, особенно внимательно изучают варианты адаптации к меняющимся условиям. К России происходящие изменения имеют непосредственное отношение – нам необходимо лучше понимать происходящие на мировых энергетических рынках процессы и своевременно перестраивать собственную энергетическую политику.

Возможно, в результате восторжествует подход «выживает сильнейший» – развернется соревнование производителей нефти в эффективности технологий, доступности ресурсов и развитости инфраструктуры под лозунгом – «Поставляй больше, невзирая на цены!». У России, как одного из ключевых участников мирового нефтяного рынка, выбора не остается: при любом развитии событий необходимо содействовать повышению эффективности добычи нефти, снижать издержки, оптимизировать логистику и внимательно следить за проявляющимися рыночными тенденциями.

Поступила в редакцию  
06.11.2018 г.

---

<sup>5</sup> URL: <https://about.bnef.com/blog/world-reaches-1000gw-wind-solar-keeps-going/?link=desc>

<sup>6</sup> URL: <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf>

<sup>7</sup> URL: [https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm\\_table\\_grapher.php?t=epmt\\_6\\_01](https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_01)

<sup>8</sup> URL: <https://www.axios.com/despite-renewables-growth-there-has-never-been-energy-transition-e11b0cf5-ce1d-493c-b1ae-e7dbce483473.html>

<sup>9</sup> URL: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>

<sup>10</sup> URL: <https://webstore.iea.org/world-energy-investment-2018>

<sup>11</sup> URL: <http://www.rff.org/blog/2018/decarbonization-it-ain-t-easy>

УДК 339.166.2

**В.И. Кириллов, К.В. Понарин, Е.В. Туманова<sup>1</sup>**

### **ДРАЙВЕРЫ ИЗМЕНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЦЕН – СПРЕД ДОХОДНОСТИ 10-ЛЕТНИХ КАЗНАЧЕЙСКИХ ОБЛИГАЦИЙ США И ВАЛЮТА ЦЕНЫ ФЬЮЧЕРСНОГО КОНТРАКТА**

*Аннотация.* В работе показано, что в настоящее время цены на нефть устанавливаются не на физическом рынке нефти под действием спроса и предложения, а на мировых финансовых рынках с участием «бумажных» рынков нефти – расчетных беспоставочных фьючерсов и опционов. При этом цены устанавливают крупные долгосрочные инвесторы, которые добавляют нефтяные фьючерсы в свои инвестиционные портфели как инструмент, хеджирующий риски инфляции. Спрос на этот инструмент и определяет цены на нефть. Помимо инфляционных ожиданий есть еще один фактор, существенным образом влияющий на нефтяные цены, – валюта цены фьючерсных контрактов, с помощью которой долгосрочные инвесторы хеджируют риски падения валюты платежа – доллара США за время удержания нефтяного фьючерса.

*Ключевые слова:* расчетный беспоставочный нефтяной фьючерс, физический и «бумажный» рынки нефти, спред доходности казначейских облигаций США, ожидаемая инфляция в США, валюты цены и платежа нефтяного фьючерсного контракта.

**V.I. Kirillov, K.V. Ponarin, E.V. Tumanova<sup>2</sup>**

### **DRIVERS OF OIL PRICE CHANGES – 10-YEAR US TREASURY YIELD SPREAD AND FUTURES PRICE CURRENCY**

*Abstract.* The paper shows that at present oil prices are determined not on the physical oil market under the influence of supply and demand, but on world financial markets with the participation of «paper» oil markets — cash-settled non-deliverable futures and options. Along with this, the prices are set by major long-term investors adding oil futures to their investment portfolios as a tool to hedge inflation risks. Oil prices are determined exactly by demand for this tool. In addition to inflationary expectations, there is another factor that significantly affects oil prices – futures price currency used by long-term investors to hedge the risks of a fall in the currency of payment – US dollar – during the oil future holding period.

*Keywords:* calculated non-deliverable oil futures, physical and «paper» oil markets, US treasury yield spread, expected inflation in the USA, currencies of oil futures price and payment.

В экспертном сообществе, рупором которого является агентство Bloomberg, считается, что всю вторую половину 2018 г. изменения цен на нефть вызваны разбалансировкой рынка из-за сокращения покупок нефти в Иране на запрете США на такие покупки и роста добычи как в остальных странах-участницах соглашения ОПЕК+, так и сланцевой нефти в США.

Ранее<sup>3</sup> мы предложили считать, что в настоящее время цены на нефть устанавливаются не на физическом рынке нефти под действием спроса и предложения, а на мировых финансовых рынках с участием «бумажных» рынков нефти – расчетных беспоставочных фьючерсов и опционов. При этом цены устанавливают крупные долгосрочные инвесторы, которые до-

---

<sup>1</sup> Владимир Иванович Кириллов – д.ф.-м.н., *e-mail:* kirillovvladimir@mail.ru;

Кирилл Владимирович Понарин – главный эксперт департамента розничных кредитных рисков, Юникредит Банк, *e-mail:* kirillponarin@gmail.com;

Екатерина Владимировна Туманова – референт, Министерство энергетики РФ, *e-mail:* katerinatumanova@mail.ru.

<sup>2</sup> Vladimir I. Kirillov – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, *e-mail:* kirillovvladimir@mail.ru;

Kirill V. Ponarin – Chief Expert of the Retail Credit Risk Department, UniCredit Bank, *e-mail:* kirillponarin@gmail.com;

Ekatерina V. Tumanova – Assistant, Ministry of Energy of the Russian Federation, *e-mail:* katerinatumanova@mail.ru.

<sup>3</sup> URL: <http://elitetrader.ru/index.php?newsid=401550>

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

бавляют нефтяные фьючерсы в свои инвестиционные портфели, состоящие в основном из акций американских корпораций как инструмент, хеджирующий риски инфляции. Спрос на этот инструмент и определяет цены на нефть. Помимо инфляционных ожиданий есть еще один фактор, существенным образом влияющий на нефтяные цены. Это валюта цены фьючерсных контрактов, с помощью которой долгосрочные инвесторы хеджируют риски падения валюты платежа – доллара США за время удержания нефтяного фьючерса.

### Подход к динамике нефтяных цен экспертного сообщества

Первый раз цена Brent подошла к 80-долларовой отметке в середине мая и простояла на этом уровне неделю (см. рис. 1). За неделю до этого, 8 мая, Президент США Д. Трамп объявил о выходе США из ядерной сделки с Ираном, восстановлении всех связанных с Ираном санкций и введении новых. При этом США потребовали от всех государств и компаний полного отказа

от покупок иранской нефти к 4 ноября 2018 г. – концу периода ураганов. Если же компании не свернут закупки или поставки иранской нефти к началу ноября, им грозят американские санкции. По мнению аналитиков Bloomberg, именно этот драйвер обусловил продолжение роста цен на нефть к 80-долларовой отметке по нефти Brent, возобновившийся после коррекционного спада до отметки 73,13 долл./баррель 1 мая.

Это обстоятельство послужило основанием для следующих выводов со стороны экспертного сообщества. Во-первых, последующий рост цен будет вызван ожиданиями ноябрьского запрета США на покупку иранской нефти объемом 1,5-2,5 млн баррелей в день. И, во-вторых, Д. Трамп виновен в провоцировании ничем неограниченного роста цен на рынке нефти, чему не сможет помешать увеличение добычи нефти на 1 млн баррелей в день участниками соглашения ОПЕК+, решение о котором было принято 23 июня. Теперь уже к этому обвинению добавилось новое: он же виновен и в обрушении рынка после 10 октября. Что сам Д. Трамп воспринимает как свое большое достижение.

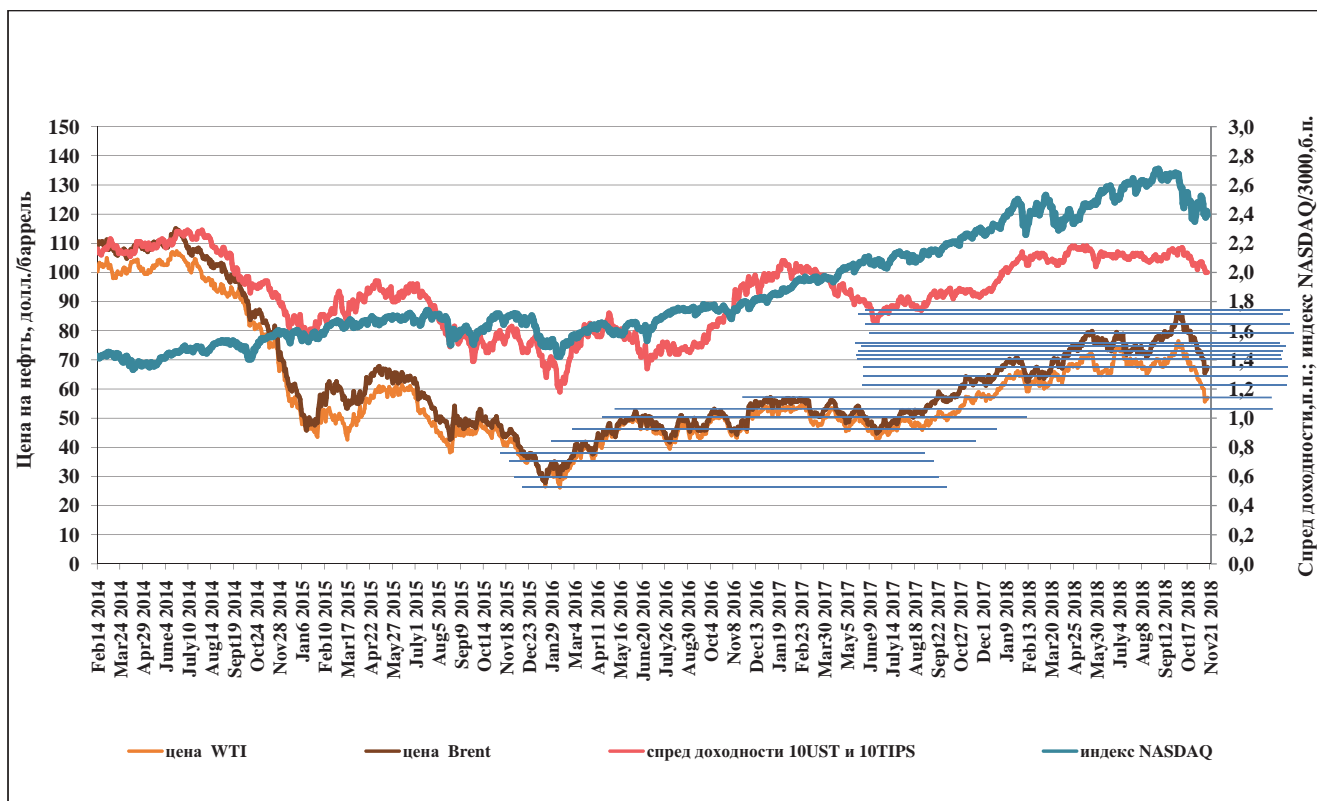


Рис. 1. Ожидаемая инфляция в США (средняя доходность 10UST и 10TIPS), цены на нефть и индекс NASDAQ



При таком подходе к объяснению динамики цен бросаются в глаза две странные необъяснимые реакции нефтяного рынка: бурный рост цен в середине мая на ожидаемое в ноябре сокращение экспорта иранской нефти, которое еще не факт, что состоится из-за торговой войны США с основным покупателем иранской нефти – Китаем. Совершенно неожиданный столь же бурный рост нефтяных цен в конце июня и в начале июля, наблюдавшийся вопреки рыночной логике на фоне фактического увеличения добычи нефти участниками соглашения ОПЕК+, тем более что повышение добычи, по многим оценкам, происходило очень быстро. Более того, 11 июля вышел странный отчет Минэнерго США, на который проявилась не менее странная реакция нефтяных цен: запасы нефти в США неожиданно упали на 12,6 млн баррелей – рекордную величину за последние два года, а вместо обычного при таком снижении запасов роста цен началось их обрушение: по нефти Brent вообще рекордное с 2011 г. – на 7% в день, WTI – на 5% в день. Поскольку цены снижались и до выхода этого отчета, экспертное сообщество считало, что давление на них оказало указание Д. Трампа начать процедуру введения новых пошлин на товары из Китая, ставшее известным из публикации The Wall Street Journal (WSJ) 10 июля. Что, в свою очередь, в будущем якобы может вызвать сокращение мирового ВВП и ослабить глобальный спрос на нефть. То есть ожидания и страхи, по мнению аналитиков Bloomberg, – гораздо более сильный драйвер изменения нефтяных цен, чем реальная цифра запасов.

Во время дневных торгов 4 сентября фьючерсы на нефть WTI подсакивали до 71,06 долл./баррель – наивысшего значения с июля 2013 г., фьючерсы на нефть Brent – до 79,16 долл./баррель. Этот взлет цен сразу по окончании автомобильного сезона в США все аналитики вначале приписали реальному сокращению добычи в США из-за урагана «Гордон» в Мексиканском заливе, а затем, когда ураган «сдулся» до шторма, – опасениям нехватки сырья в результате действий Президента США Д. Трампа против Ирана. С тех пор это объяснение наблюдаемого время от времени роста нефтяных цен становится в экспертном сообществе определяющим.

В свою очередь Президент США 20 сентября вновь обвинил ОПЕК в монопольном завышении цен на нефть, грозящем ей санкциями. Он делает это регулярно, как только стоимость бензина на американских АЗС поднимается выше отметки 3 долл./галлон.

Странным и необъяснимым выглядело новое обрушение нефтяных цен 23 октября – вместо ожидаемого роста на обострении геополитической напряженности в связи с убийством в саудовском консульстве в Стамбуле Дж. Хашогги – саудовского журналиста, активного критика королевского режима, писавшего для американских газет. Тем более что произошло это обрушение в сезон ураганов и непосредственно перед введением запрета США на покупку иранской нефти. Аналитики Bloomberg объяснили его противоречивым заявлением министра энергетики Саудовской Аравии, который под угрозой санкций США против королевства за это убийство, сказал, что он не исключает увеличения добычи нефти в стране до 11-12 млн баррелей в день, хотя выход на такую добычу и потребует не менее трех месяцев времени. Снижение цен продолжилось и 25 октября, несмотря на неожиданное сообщение WSJ в тот день о том, что Китай под давлением США всё-таки прекратил покупку иранской нефти.

И наконец, странно, но вступившие 5 ноября в силу новые «старые» санкции в отношении Ирана не оказали никакого влияния на рынок нефти. Все попытки развить отскок цен на этих санкциях оказались тщетными: цена на нефть марки Brent практически не сдвинулась с места, в то время как цена на WTI снижалась седьмую торговую сессию подряд. Казалось бы, реальное сокращение предложения на рынке нефти после введения запрета – ярко выраженный «бычий» фактор, однако вместо стремительного роста к 100-долларовой отметке, о чем еще месяц назад рассуждало сообщество экспертов, цена рухнула к семимесячным минимумам по нефти Brent. Аналитики Bloomberg связали это обрушение рынка нефти с заявлением 5 ноября Президента США Д. Трампа, что он хотел бы «немного более медленного» развертывания санкций против Ирана, чтобы не усиливать рост цен на нефть. Для чего США временно, на 180 дней, исключили Китай, Индию, Италию, Грецию,

Японию, Южную Корею, Турцию и Тайвань из числа стран, на которые будут распространяться санкции в случае продолжения импорта нефти из Ирана.

В то же время рынок нефти бурно отреагировал на итоги выборов в Конгресс США. Как только к утру 7 ноября стало известно, что демократы завоевали более 218 мест в Палате представителей, необходимых для её контроля, глобальный фондовый рынок перешел к росту, а вместе с ним на фоне седьмой подряд недели роста запасов нефти в США развернулся и начал расти рынок нефти, поднимаясь в тот день в моменте до 73,5 долл./баррель по нефти Brent с 72-долларовой отметки в среднем. Аналитики Bloomberg связали этот разворот на рынке нефти не с промежуточными выборами в США, а с вербальной интервенцией – слухами о том, что Россия и Саудовская Аравия обсуждают сокращение добычи нефти в 2019 году. Это объяснение было опровергнуто заявлением министерского комитета по мониторингу сделки ОПЕК+ на внеочередном заседании 11 ноября о том, что никакого сокращения добычи пока не планируется, и возобновлением на следующий день после этого заявления, 12 ноября, роста нефтяных цен, а не их падения. Однако уже на американской сессии в тот же день рост сменился падением и все попытки ОПЕК с помощью вербальных же интервенций его остановить успеха не имели.

Следует отметить, что экспертное сообщество рассматривает нефтяной рынок совершенно изолированно от других рынков, что не позволяет проследить влияние на него реально существующего межрыночного взаимодействия (см. рис. 1).

### Наш подход к динамике нефтяных цен

Мы согласны с экспертным сообществом, что динамику нефтяных цен во многом определяют решения президента США Д. Трампа. При этом не видим в этом роли ОПЕК, а влияние решений Д. Трампа на нефтяной рынок идет, по нашему мнению, совершенно по другим сценариям.

До падения цен 1 июня этого года на рынке нефти наблюдалось 11-месячное ралли (см. рис. 1), начало которому положило выступле-

ние Д. Трампа 21 июня 2017 г. в штате Айова, где он сообщил о запуске налоговой реформы в стране. Своим драйвером ралли имело рост инфляционных ожиданий в США на обещанных Д. Трампом налоговых сокращениях. Еще раньше, в ноябре 2016 г., победа Д. Трампа на президентских выборах с его проинфляционной предвыборной программой уже вызывала рост нефтяных цен, однако тот рост был остановлен фиаско с отменой Obamacare в Конгрессе США в марте 2017 года. Д. Трамп сделал эту отмену ключевым пунктом своей предвыборной кампании.

После 1 июня долгосрочные инфляционные ожидания в США, определенные как спред доходности 10-летних казначейских облигаций США – обычных (10UST) и с защитой от инфляции (10TIPS), всё лето были стабильны в интервале 2,09-2,12% годовых. Поэтому связывать изменения нефтяных цен в этот период с изменением спроса на нефтяные фьючерсы, как на хедж от инфляции, не приходится. Все изменения цен были связаны с валютой цены фьючерсного контракта и вызваны, по сути, сменой лидера по темпам роста среди основных валют. Решение Д. Трампа ввести 1 июня импортные пошлины на сталь и алюминий, несмотря на заверения министра финансов США С. Мнучина о том, что торговая война отложена, вызвало панику на финансовых рынках и привело к бегству инвесторов в валюты – убежища, среди которых одной из самых востребованных является йена. И действительно, 1 июня лидером по темпам роста среди основных валют вместо доллара США стала йена.

Для нахождения валюты цены фьючерсных контрактов мы очистили цены от ожидаемой инфляции в США. Для этого мы из индексов нефтяных цен вычли решения приведенных на рис. 2, 3 уравнений линейной регрессии, применимых на интервале 28.03.2007-27.11.2018, где корреляция между ценами на нефть и ожидаемой инфляцией в США (спредом доходности 10UST и 10TIPS) сильная – больше или равна 0,7. Затем очищенные индексы нефтяных цен мы привязали к значениям курсов валютных пар EUR/USD, GBP/USD и USD/USD в тех точках указанного интервала, где курсы пар служат для очищенных индексов уровнями сопротивле-

ния/поддержки (см. рис. 4, 5). Этим мы добились максимального частичного совпадения очищенных от ожидаемой инфляции в США индексов нефтяных цен с курсами самых разных валют (не только с курсами евро, британского фунта стерлингов и доллара США) к доллару США в интервале последних 5 лет (см. рис. 6, 7).

Как видно из этих рисунков, валютой цены по нефти WTI на решении президента США 1 июня действительно стала японская йена (не исключено – близкая по долларовой стоимости южнокорейская вона) в корзине с долларом США (близким по долларовой стоимости швейцарским франком). По нефти Brent валютой цены 1 июня еще оставалось евро (в корзине с валютами более низкой долларовой стоимости). Именно это обстоятельство и привело в тот день к расширению ценового спреда между различными марками нефти до 11 долл./баррель.

Евро стал валютой цены по нефти Brent в середине мая на урегулировании правительственного кризиса в Италии – решении итальянского президента не проводить внеочередные парламентские выборы, которые уже называли референдумом о членстве республики в еврозоне, а поручить сформировать правительство беспартийному Дж. Конте. Это предотвратило выход Италии из зоны евро после победы евроскептиков на выборах в итальянский парламент и привело к взлету евро по отношению к доллару США. Именно на этом политическом успехе в сохранении еврозоны и росте евро впервые в середине мая цена на нефть Brent и достигла 80-долларовой отметки.

В условиях регулярного повышения процентной ставки в США и сохранения нулевой ставки в еврозоне не приходится ждать, что евро надолго сохранит лидерство по темпам роста среди основных валют, а значит и роль валюты цены фьючерсного контракта. Однако даже такие политические успехи в странах еврозоны уже способны вызывать появление евро в качестве валюты цены по обеим маркам нефти и скачкообразный рост цен на них. Этот вывод полностью подтверждается корреляцией динамики нефтяных цен со сменой лидеров по темпам роста среди основных валют в последние месяцы.

Показательно в этом отношении 14-процентное ралли цены WTI в последнюю декаду июня, обусловленное догоняющей нефть Brent сменной валюты цены с йены на евро по нефти WTI (см. рис. 6). Появление евро в качестве валюты цены по обеим маркам нефти в период с 27 июня по 10 июля этого года обусловлено достижением на предварительном саммите Евросоюза 26 июня и основном – 28-29 июня соглашения по вопросам миграции. Сокращение потока беженцев в Евросоюз наносит удар по позициям евроскептиков и снижает риски распада еврозоны. По единодушному мнению аналитиков, именно политический фактор стал в тот раз катализатором роста евро. А, следовательно, в соответствии с нашим подходом, и причиной появления тогда серии максимумов по обеим маркам нефти.

Эту серию прервало ставшее известным из публикации WSJ 10 июля указание Д. Трампа начать процедуру введения новых 10-процентных пошлин на товары из Китая общей стоимостью 200 млрд долларов после взаимного введения 6 июля США и Китаем 25-процентных пошлин на группы товаров друг друга общей стоимостью 34 млрд долларов каждая. И в этом мы согласны с мнением экспертного сообщества. Более того, мы предложили рассматривать торговые войны Д. Трампа в качестве одной из причин падения цен на нефть еще 4 июня<sup>4</sup>, задолго до того как экспертное сообщество разоблачилось с ураганом «Гордон». Правда, механизм влияния торговых войн на нефтяные цены нами был предложен совершенно иной.

Мы считаем, что последовавшее за публикацией WSJ рекордное 7-процентное дневное обрушение цены Brent 11 июля, продолжившееся 16 июля до общего итогового снижения на 9%, было обусловлено сменой валюты цены по нефти Brent с евро (в корзине с долларом США или швейцарским франком) на йену (вону) (см. рис. 7). Японская йена (южнокорейская вона) используется инвесторами в качестве валюты-убежища всякий раз, когда обостряются отношения между США и Китаем. Цена WTI обвалилась 11 июля на 5%, 16 июля падение, после незначительной коррекции 12-13 июля, продолжилось с чуть меньшим итоговым результатом в тот

---

<sup>4</sup> URL: <http://elitetrader.ru/index.php?newsid=401550>.

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

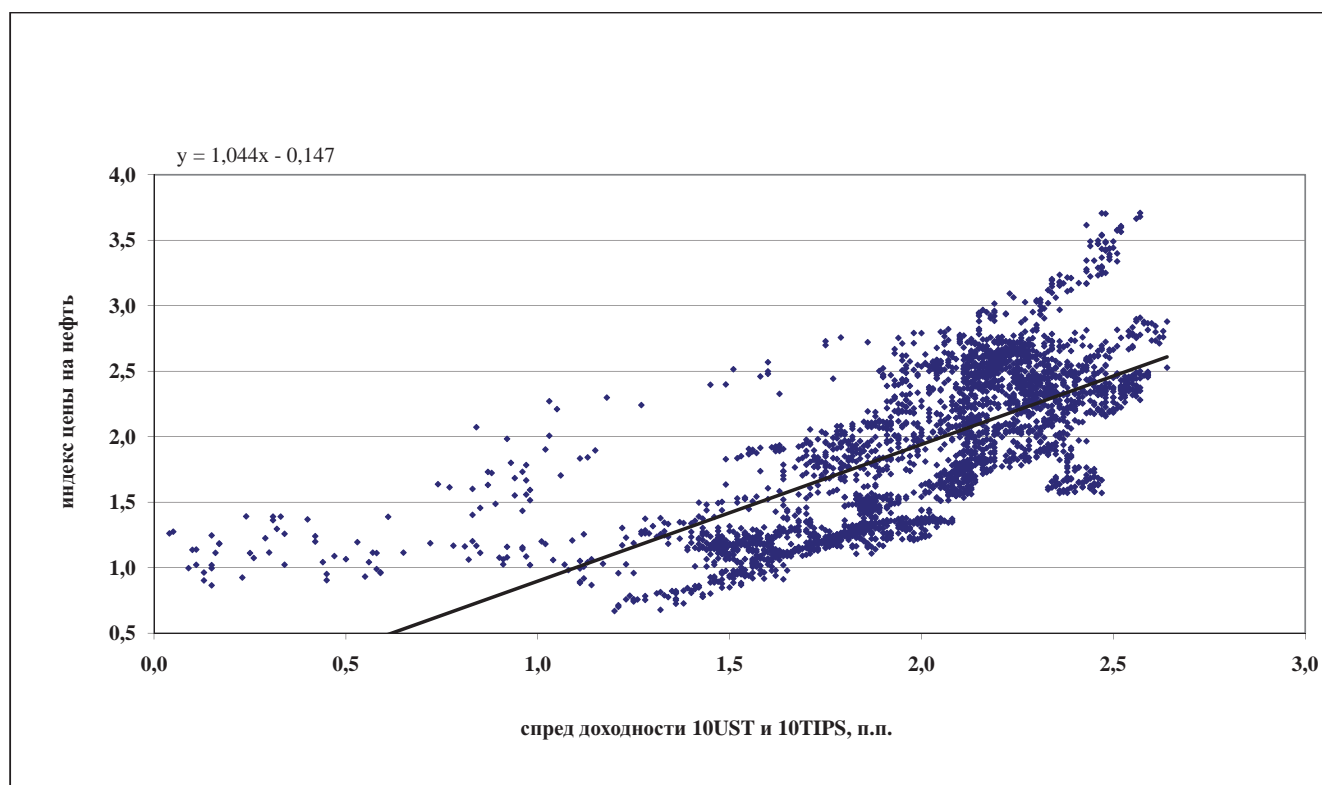


Рис. 2. Зависимость между ожидаемой инфляцией в США (средом доходности 10UST и 10TIPS) и ценой на нефть WTI

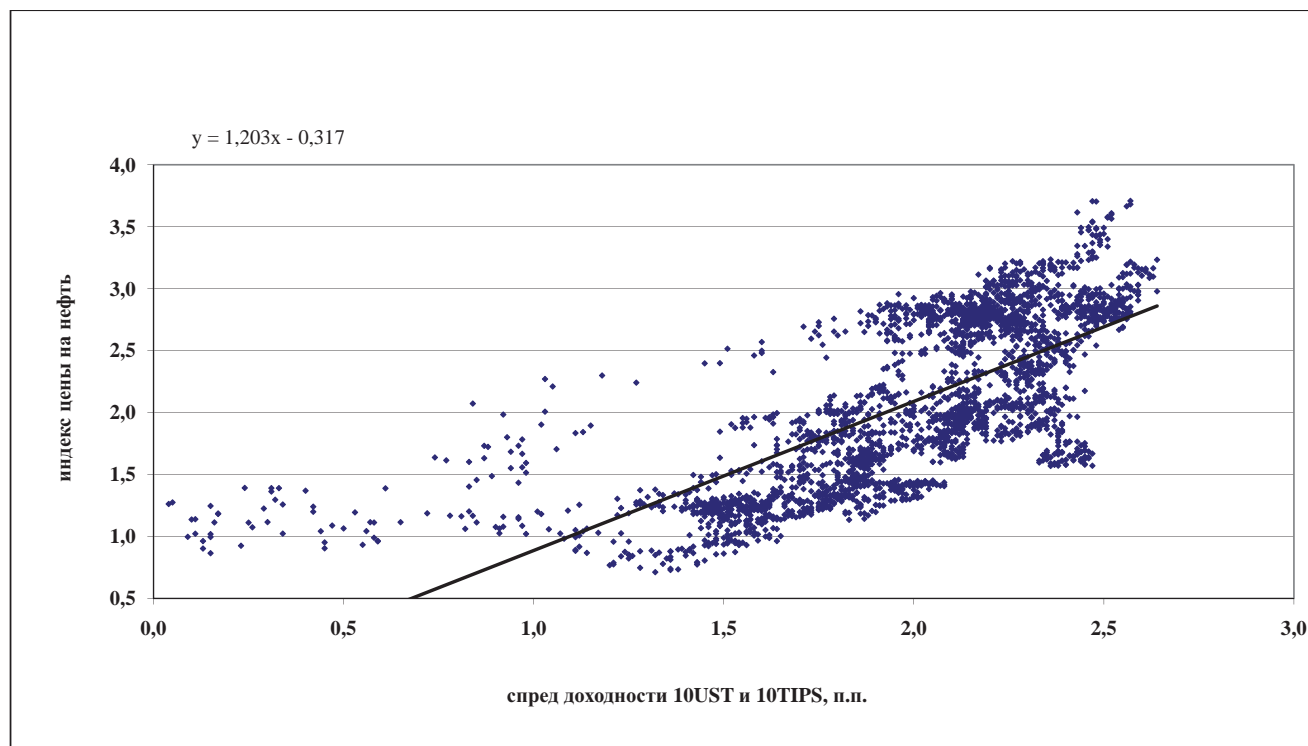


Рис. 3. Зависимость между ожидаемой инфляцией в США (средом доходности 10UST и 10TIPS) и ценой на нефть Brent

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

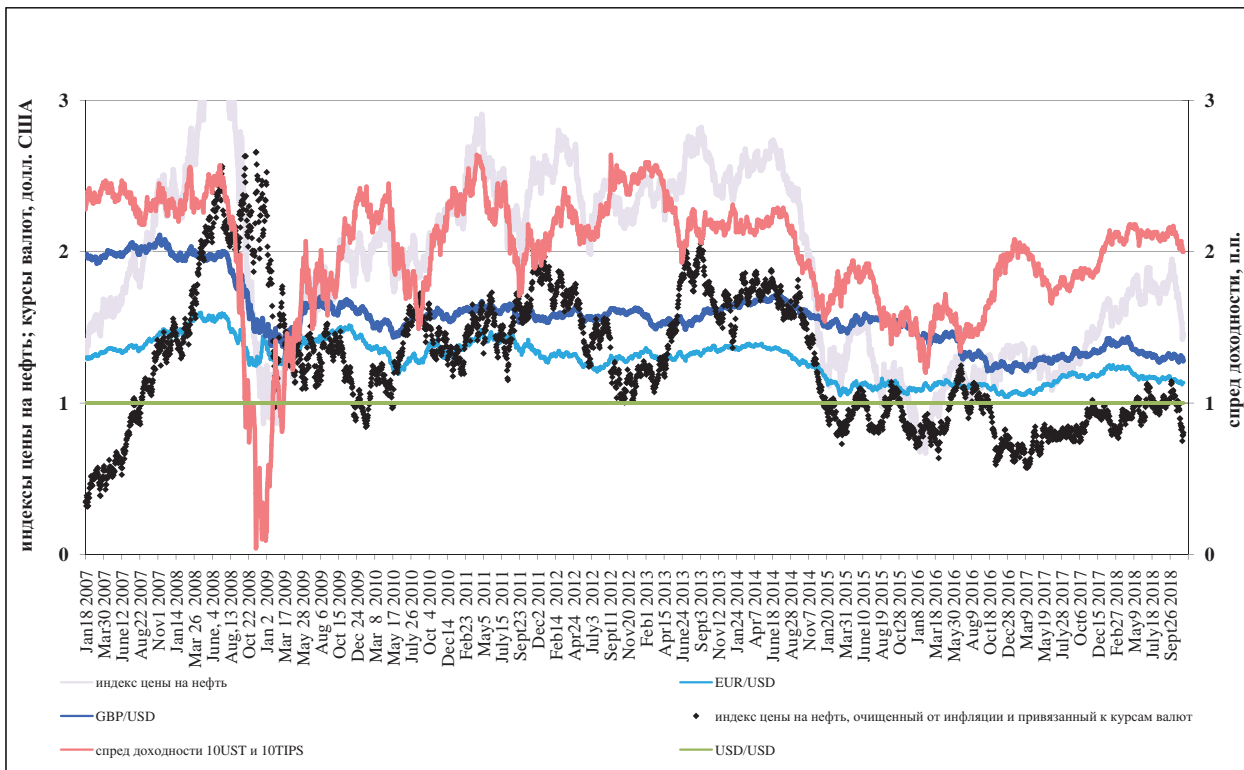


Рис. 4. Ожидаемая инфляция в США (спред доходности 10US и 10TIPS), курсы валют к доллару США, индекс цены на нефть WTI, тот же индекс, очищенный от ожидаемой инфляции и привязанный к 1,000 (долл. США) в точке за 12.02.2010

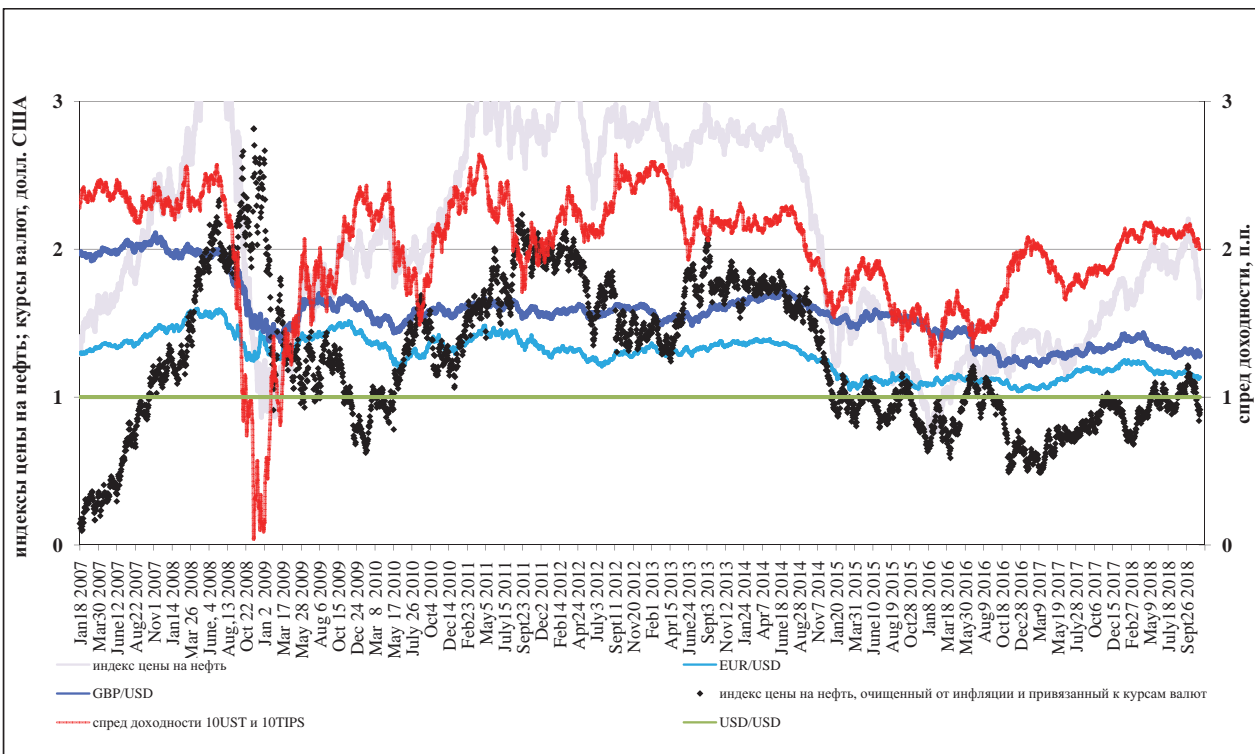
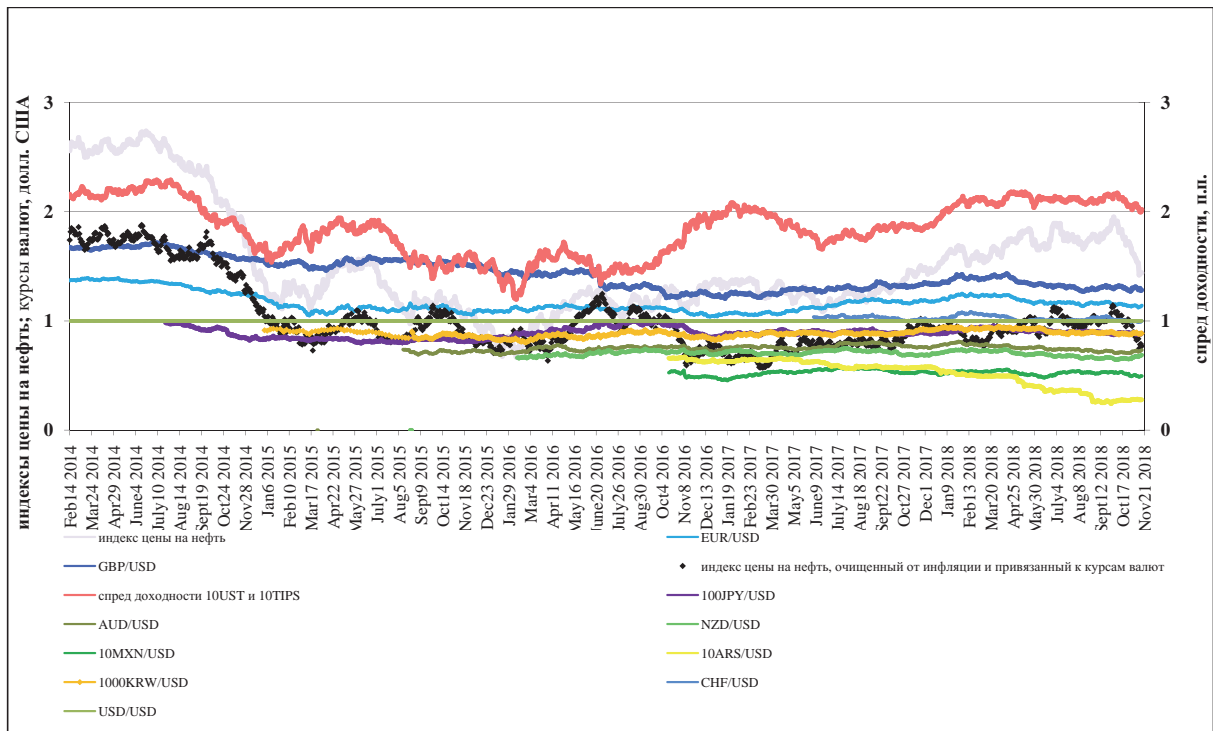
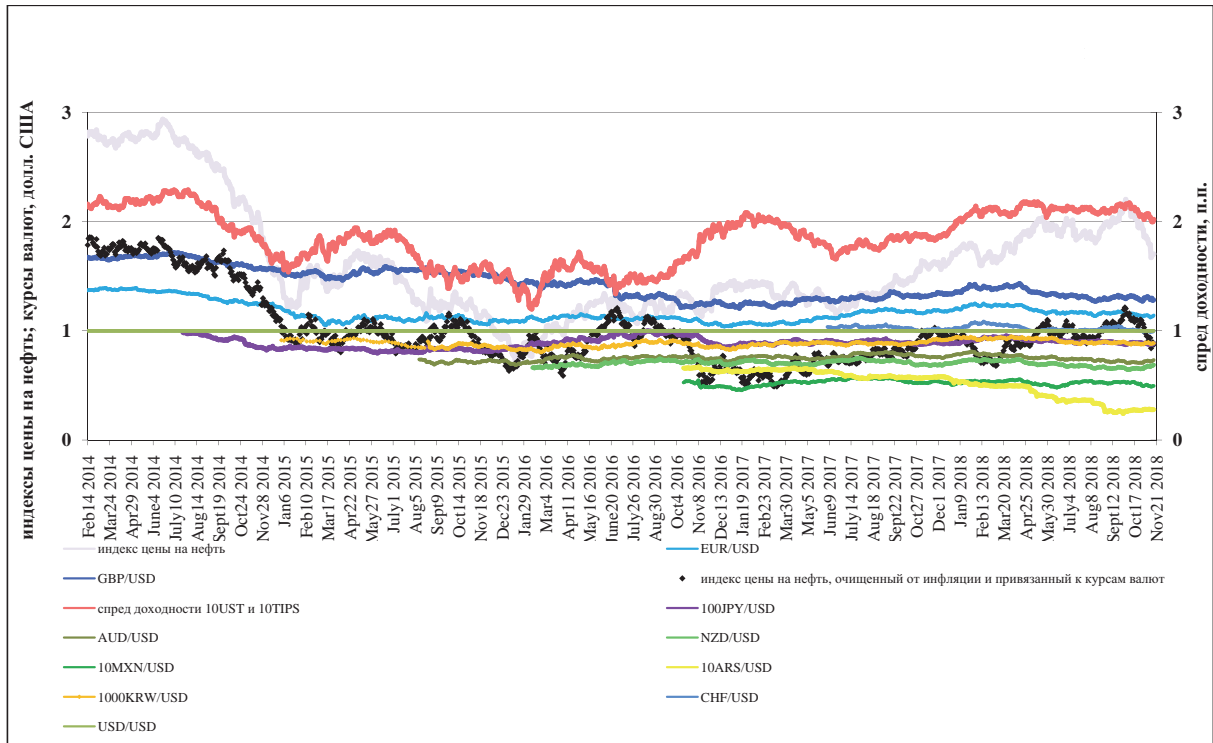


Рис. 5. Ожидаемая инфляция в США (спред доходности 10US и 10TIPS), курсы валют к доллару США, индекс цены на нефть Brent, тот же индекс, очищенный от ожидаемой инфляции и привязанный к 1,000 (долл. США) в точке за 11.03.2010

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ



**Рис. 6.** Ожидаемая инфляция в США (средн. доходности 10UST и 10TIPS), курсы валют к доллару США, индекс цены на нефть WTI, тот же индекс, очищенный от ожидаемой инфляции и привязанный к 1,000 (долл. США) в точке за 12.02.2010



**Рис. 7.** Ожидаемая инфляция в США (средн. доходности 10UST и 10TIPS), курсы валют к доллару США, индекс цены на нефть Brent, тот же индекс, очищенный от ожидаемой инфляции и привязанный к 1,000 (долл. США) в точке за 11.03.2010

день – 8% на смене валюты цены по нефти WTI с евро на доллар США (швейцарский франк) (см. рис. 6). Ценовой спред между Brent и WTI в результате такой смены валют цены фьючерсных контрактов с евро на доллар США по нефти WTI и с евро на йену – валюту с меньшей долларовой стоимостью по нефти Brent оказался 11 июля вблизи минимальных значений этого года – 3 долл./баррель. Снижение цены WTI с коррекционными отскоками продолжилось вплоть до 15 августа на догоняющей нефть Brent смене валюты цены по нефти WTI с промежуточной остановки – доллара США (швейцарского франка) на йену (вону). При одинаковых валютах цены – евро в период с 27 июня по 10 июля и йене в период с 11 июля по 15 августа – ценовой спред между Brent и WTI был примерно одинаков и равен 5-6 долл./баррель.

Рост нефтяных цен возобновился в середине августа. 16 августа Министерство коммерции Китая сообщило о возобновлении переговоров о торговле с правительством США. Хотя Д. Трамп отнесся к новости скептически, она привела к тому, что обычно играющая роль валюты-убежища во времена обострения торгового конфликта между США и Китаем японская йена уступила эту роль швейцарскому франку. В соответствии с нашим подходом это должно было привести и привело к смене валюты цены фьючерсных контрактов на более дорогую в долларом выражении и, соответственно, к росту нефтяных цен. С середины августа к началу сентября цены на нефть повысились более чем на 10%.

Мы считаем основными факторами роста нефтяных цен в настоящее время политические успехи Евросоюза в сохранении еврозоны и уже идущее догоняющее ФРС США ужесточение денежно-кредитных политик ЕЦБ и Банком Англии и роста на этом европейских валют к доллару США. Британский фунт стерлингов и евро резко выросли по отношению к доллару США 10 сентября, когда главный переговорщик со стороны Евросоюза о Brexit – выходе Великобритании из Евросоюза М. Барнье сказал на форуме в Словении, что считает реалистичным срок в 6-8 недель, за который стороны могут уладить все разногласия и договориться. Ведь Brexit, наряду с торговыми войнами и

долговым кризисом Италии, рассматривается инвесторами в качестве препятствия на пути восстановления экономики еврозоны. Новое популистское правительство Италии 28 сентября наконец-то приняло бюджет страны на 2019 год. Соглашение между Дж. Триа – министром финансов, назначенным на пост в качестве независимого экономиста с целью успокоить рынки, и лидерами правящей коалиции из «Лиги» и «Пяти звезд» было подписано на «падающем флажке» поздней ночью. Чем дольше длились переговоры, тем выше поднималась доходность итальянских облигаций, тем ниже падал евро. Компромисс позволил ему нащупать почву под ногами и пойти в рост. Несмотря на то, что новый целевой показатель дефицита в 2,4% все еще ниже бюджетного правила ЕС в 3%, это решение итальянского правительства может вызвать и уже вызвало недовольство руководства ЕС. Однако теперь ни у кого не осталось сомнений в том, что Италия сделала свой выбор в пользу еврозоны.

Вместе с итальянской бюджетной проблемой на первый план вышел и Brexit: по времени сделку необходимо было завершить до октябрьского саммита стран ЕС, который состоялся 17-18 октября в Брюсселе. Слухи о том, что Германия отказалась от ключевых требований по Brexit и готова принять менее подробное соглашение о будущих торговых связях с Великобританией, вернувшие надежду на заключение сделки, появились еще 4 сентября. Несмотря на то, что они в тот же день и были опровергнуты, британский фунт стерлингов и евро на этих новостях резко выросли против доллара США и, соответственно, резко выросли цены на нефть. Как уже было сказано, 10 сентября М. Барнье высоко оценил готовность сделки к заключению, хотя на сентябрьском саммите Евросоюза 20 сентября план премьер-министра Великобритании Т. Мэй по Brexit и был, тем не менее, отвергнут. Основным препятствием стали ее предложения по границе и торговым отношениям между Ирландией, которая сохраняет членство в Евросоюзе, и Северной Ирландией, которая вместе с Великобританией уходит из Евросоюза. Британский фунт стерлингов резко вырос 1 октября, цена на нефть Brent впервые за год превысила 85 долл./баррель, на нефть WTI – 75 долл./бар-

рель, впервые с 3 июля этого года, после сообщения о том, что Т. Мэй ради заключения соглашения по Brexit готова пойти на компромисс и по этой проблеме.

Новых максимумов – 86,29 и 76,41 долл./баррель по нефти Brent и WTI, соответственно, цены на нефть достигли 3 октября. В тот день доходность 10-летних казначейских облигаций США – 10UST вдруг резко подскочила с 3,05% накануне до 3,15%. При этом спред доходности облигаций 10UST и 10TIPS расширился с 2,12 до 2,16 п.п. Президент ЕЦБ М. Драги на встрече МВФ и Всемирного банка на Бали 13 октября назвал такой скачок процентных ставок, вызванный «финансовой нестабильностью, инфляционными сюрпризами или геополитикой», ключевой угрозой, стоящей перед мировой экономикой.

С точки зрения технического анализа рост цены Brent остановил сильный уровень сопротивления/поддержки – уровень 5,0(86,57) расширения Фибоначчи II типа (см. ряд горизонтальных линий на рис. 1), построенного на последнем участке нисходящего ценового тренда с нижайшим минимумом 27,1 долл./баррель (уровень 0,0(27,1) расширения) и глубиной 11,8941 долл./баррель. Теперь в соответствии с правилами технического анализа с большой вероятностью следовало ожидать коррекционный откат цены до уровня поддержки. Такую поддержку цена Brent нашла на уровне расширения 4,382(79,22) (см. рис. 1), который совсем недавно, с середины мая по середину сентября, выступал для цены Brent сильнейшим уровнем сопротивления. На этот раз цена Brent тестировала этот уровень сверху на протяжении восьми торговых сессий с 11 по 22 октября.

Коррекционный откат нефтяных цен шел за счет снижения как долларовой стоимости валюты цены (корзины валют), так и спреда доходности казначейских облигаций 10UST и 10TIPS, который обычно наблюдается после повышения ставки ФРС США. Последний раз ФРС повысила ставку 26 сентября, и, как обычно, перед повышением ставки спред доходности казначейских облигаций рос в силу того, что инвесторы в преддверии появления новой ставки избавляются от старых бумаг с более низкой фиксированной ставкой. В начале октября финансовый

рынок был потрясен ростом как доходности, так и спреда доходности казначейских облигаций, который был обусловлен в основном ростом экономики США и в меньшей степени – ожиданиями ускорения инфляции на этом росте. Тем не менее именно этот спред доходности служит для инвесторов рыночным индикатором долгосрочных инфляционных ожиданий в США. С ростом инфляционных ожиданий у инвесторов растет спрос на инструменты, хеджирующие риски инфляции и, в частности, на 10TIPS. Что собственно и предопределяет расширение спреда. На этом расширении спреда доходности казначейских облигаций перед повышением ставки ФРС цена на нефть Brent и преодолела сильнейший рубеж сопротивления – уровень расширения 4,382(79,22) и вышла к другому обычно очень сильному уровню сопротивления – уровню расширения 4,618(82,03) (см. рис. 1). Пробить вверх и этот уровень цена Brent смогла уже за счет более дорогой валюты цены фьючерсного контракта на уверенности долгосрочных инвесторов в хорошей перспективе роста европейских валют.

К успехам еврозоны, ведущим к росту курса евро к доллару США и, соответственно, росту цен на нефть, можно отнести и рост индекса потребительских цен в сентябре на 2,1% в годовом выражении, что стало известно из доклада Евростата 28 сентября. ЕЦБ, целевой уровень по инфляции у которого чуть ниже 2% в год, также говорит о растущем ценовом давлении. Глава ЕЦБ М. Драги 24 сентября отметил относительно энергичный рост базовой инфляции, а член совета управляющих ЕЦБ Ф. Лейн 28 сентября сказал, что данные по заработной плате становятся все более позитивными с точки зрения роста инфляции. Такие вербальные интервенции руководителя и представителей ЕЦБ обычно вызывают рост курса евро к доллару США, и, соответственно, рост нефтяных цен.

Основными факторами снижения нефтяных цен в настоящее время мы считаем ужесточение денежно-кредитной политики ФРС США и торговую войну США и Китая. Первый фактор уже привел к тому, что ожидания ускорения инфляции под влиянием реформ Д. Трампа сошли на нет. Снижение темпов роста долгосрочных инфляционных ожиданий – дезинфляция, в свою



очередь, приводит к уходу долгосрочных инвесторов с нефтяных рынков, что подтверждается данными биржи ICE Futures Europe и Комиссии по торговле сырьевыми фьючерсами США. И если первый фактор влияет на нефтяные цены через спред доходности 10-летних казначейских облигаций США, то второй фактор – через валюту цены фьючерсного контракта.

Коррекционный откат на мировых финансовых рынках, в том числе рынке нефти, наступил после публикации 8 октября доклада МВФ по вопросам глобальной финансовой стабильности, в котором было предсказано, что из-за торговых войн мировая экономика в следующем году недосчитается 160 млрд долл., и появления 10 октября в Financial Times интервью с министром финансов США С. Мнучиным, в котором тот предостерег Китай от конкурентной девальвации юаня на фоне продолжающегося торгового конфликта между двумя крупнейшими экономикami мира.

Министр финансов США сначала спровоцировал коррекцию на всех мировых рынках, включая рынок нефти, а потом сам же и вернул рынки к росту. Своим интервью 10 октября он перепугал инвесторов готовящимся объявлением Китая валютным манипулятором, вызвав их бегство в защитные активы – казначейские облигации США и валюты-убежища в ответ на эскалацию торговой войны между США и Китаем в результате такого объявления. Но уже 11 октября, после его интервью Bloomberg, страхи на рынках стали исчезать: стало известно, что эксперты американского министерства финансов рекомендовали ему не признавать Китай валютным манипулятором. А 12 октября он и глава Народного банка Китая Йи Ган встретились на полях ежегодной конференции МВФ и Всемирного банка на Бали и подробно обсудили вопросы, связанные с валютным рынком. При этом Йи Ган заверил, что власти Китая не будут использовать курс юаня в качестве оружия в торговой войне с США, а С. Мнучин сказал, что вопросы, касающиеся валютного рынка, должны быть включены в будущие торговые переговоры Вашингтона и Пекина. После чего рынки вернулись к росту. Тем более что 14 октября прошел слух, что Великобритания и Евросоюз достигли соглашения по основным

пунктам переговоров о Brexit, что сразу же вызвало скачок курсов британского фунта стерлингов и евро к доллару США и, соответственно, рост цен на нефть на этом скачке.

Доклад МВФ, дополненный выступлением его главы К. Лагард против торговых войн Д. Трампа, имел более длительное воздействие на финансовые рынки. Считается, что именно предупреждения МВФ напугали инвесторов по всему миру, на что рынки ответили масштабной октябрьской распродажей акций якобы под угрозой очередного экономического кризиса. Позже они отыграли часть потерь, но по-прежнему наполнены тревогой и готовы к падению после рекордного десятилетия роста. К этому добавилось еще и заявление М. Барнье 17 октября на саммите Евросоюза о том, что для выработки соглашения по Brexit Евросоюзу и Великобритании необходимо больше времени. После чего британский фунт стерлингов и евро перешли к снижению относительно доллара США. Вместе с ними на смене валют цены – с евро на доллар США (швейцарский франк) вначале, а далее – и на корзину валют с йеной (южнокорейской воной) по Brent и с евро на йену (вону) по WTI – стала стремительно снижаться и цена на нефть (см. рис. 6, 7). Такая смена валют цены нефтяных фьючерсов характерна для периодов неопределенности на рынках, в том числе из-за обострения торговых войн между США и Китаем.

Кратковременный отскок на валютном рынке и рынке нефти наблюдался 26 октября. Спред доходности в тот день также немного повысился. Это случилось после того, как канцлер Германии А. Меркель на пресс-конференции во время краткого визита в Прагу, отвечая на вопросы журналистов относительно Brexit, сказала, что ЕС хочет «упорядоченного решения» для выхода Великобритании, добавив, что «мы не имеем дело с другими сценариями на данный момент».

Рынок нефти вновь ненадолго отскочил вверх вместе с глобальным финансовым рынком 7 ноября на победе демократов на выборах в Палату представителей Конгресса США. Хотя демократы и получили контроль над Палатой представителей, Сенат Конгресса остался за республиканцами. Исторически такой результат выборов расценивается как позитивный для рынков,

поскольку при разделенном Конгрессе, когда Белый дом находится в руках представителей Республиканской партии, американские фондовые рынки демонстрируют стабильный рост. Кроме того, считается, что разделенный Конгресс сделает политику США более сбалансированной. Такой Конгресс, в том числе, снимает риск восстановления жесткого регулирования финансового сектора, что и в дальнейшем позволит крупным финансовым инвесторам использовать рассмотренный нами механизм ценообразования на рынке нефти. Он также и укрепляет надежду, что запланированная встреча Д. Трампа и Си Цзиньпина на саммите G20 в Аргентине 30 ноября – 1 декабря, положит конец торговым войнам, поскольку от них страдают оба государства. И, как в деталях мы показали в этой работе, рынок нефти тоже.

О влиянии торговых войн на финансовые рынки, включая рынок нефти, убедительно свидетельствует динамика рыночных котировок за понедельник 12 ноября. При этом спред доходности 10-летних казначейских облигаций США не мог повлиять на результат, так как рынок бондов в США в тот день был закрыт по случаю празднования Дня ветеранов. Во время азиатской торговой сессии в тот день падающие мировые финансовые рынки развернулись, и рынок нефти тоже. Причем этот разворот шел на резком укреплении доллара США против всех валют. Доллар рос как на обострившихся европейских политических рисках, обусловленных несогласием ЕС с предложениями британского правительства по Brexit и итальянского правительства по бюджету на 2019 год, так и на появившихся надеждах на прогресс в торговых переговорах между США и Китаем. Оказывается, вопреки сложившемуся мнению, цены на нефть могут расти и на укреплении доллара США, когда он становится валютой цены фьючерсного контракта вместо более дешевой, чем доллар США, валюты. Накануне, в пятницу 9 ноября, в корзинах валют цены фьючерсных контрактов по обеим маркам нефти, как раз как всегда во время обострения конфликта между США и Китаем, японская йена (южнокорейская вона) была в большинстве. Финансовые рынки, включая рынок нефти, росли на росте доллара США вплоть до открытия 12 ноября американской

торговой сессии. Стала даже появляться уверенность в том, что нефть Brent наконец-то нашла поддержку на уровне расширения 3,618(70,13) – обычно очень сильном уровне сопротивления/поддержки, достигнутым 9 ноября (см. рис. 1). Однако надеждам не суждено было сбыться. На открытии американской сессии появилось сообщение WSJ, что министр финансов США С. Мнучин и вице-премьер Китая Лю Хэ на прошедшей неделе поговорили по телефону, и что дискуссия не привела к прорыву торгового конфликта между США и Китаем. После чего финансовые рынки, включая рынок нефти, развернулись и вновь пошли вниз.

При этом продолжилась тенденция сокращения спреда доходности 10UST и 10TIPS. Сокращение началось после 9 октября, когда он был равен 2,17 п.п., 1 ноября спред достиг минимального с 15 января значения в 2,02 п.п. Последовавшее затем его незначительное расширение до 2,07 п.п. 6 ноября было вызвано не ростом ожидаемой инфляции в США, а ожиданиями повышения ставки ФРС на заседании 7-8 ноября. О чем мы уже говорили в данной статье по поводу сентябрьского заседания ФРС, и что, кстати, подтверждается сокращением спреда до 2,04 п.п. уже на следующий день после ноябрьского заседания ФРС, 9 ноября. А 14 ноября он и вовсе сузился до 2,00 п.п. – минимума 11 января.

Сокращение спреда – снижение ожидаемой инфляции в США и, соответственно, снижение нефтяных цен, идущее параллельно с падением фондовых индексов (см. рис. 1), говорит, скорее всего, о давлении на финансовые рынки, включая рынок нефти, идущее от ужесточения денежно-кредитной политики ФРС США.

Президент США уже говорит об ошибке ФРС, которая не замечает, что ее политика давит на финансовые рынки, а значит, вскоре будет давить и на всю экономику. Нефть WTI 9 ноября установила новый, спустя 34 года, рекорд по продолжительности непрерывного падения цен – 10 торговых сессий подряд, а 13 ноября фьючерсы на WTI подешевели двенадцатую сессию подряд, чего на бирже NYMEX не видели ни разу с момента ее основания в 1882 году. Снижение нефтяных цен приводит к снижению цен на топливо, что, в свою очередь, вызывает

снижение ожидаемой инфляции в США, а, следовательно, и дальнейшее падение нефтяных цен. Затяжное падение цен на нефть порождает устойчиво падающие инфляционные ожидания, что придает обоим процессам самоподдерживающийся, инерционный характер, который трудно преодолеть.

Но 13 ноября, упав за день примерно на 6-7% и достигнув ближе к закрытию торговых сессий годовых минимумов: по нефти WTI – 54,77 долл./баррель – минимума 2 ноября 2017, по нефти Brent – 64,66 долл./баррель – минимума 20 декабря 2017 года, нефтяные цены остановились. Нефть Brent, казалось, нашла, наконец, поддержку на уровнях расширения 3,146(64,52) и 3,236(65,59) – вблизи последнего уровня цена остановилась на закрытии торгов. Однако 20 и 23 ноября такие же в точности обвалы на рынках нефти повторились. В итоге 23 ноября торги по нефти Brent закрылись чуть выше сильного уровня сопротивления/поддержки – уровня расширения 2,618(58,24) (см. рис. 1).

Столь большая дневная глубина падения обусловлена тем, что драйверов падения нефтяных цен в эти дни оказалось сразу двое. Во-первых, спред доходности 10-летних казначейских облигаций США сократился в итоге на 9 п.п. с 2,05 п.п. 12 ноября до 1,96 п.п. 23 ноября. Во-вторых, валютами цены фьючерсных контрактов вместо йены (воны) по нефти WTI стали товарные валюты – австралийский и новозеландский доллары, по нефти Brent – корзина валют с их участием (см. рис. 6, 7). Эти более дешевые в долларовом выражении, чем йена (вона), валюты росли в эти дни быстрее йены и быстрее начавшего 13 ноября рост евро. Именно наиболее быстро растущие валюты и используются долгосрочными инвесторами в качестве валюты цены для хеджирования рисков ослабления валюты платежа по нефти – доллара США за время удержания нефтяного фьючерса. Привлекательность для этой цели более дешевых валют, как показано нами ранее<sup>5</sup>, часто обусловлена их более высокой процентной ставкой. Используя для хеджирования валютных рисков в нефтяных фьючерсах в качестве валюты цены контракта растущую относительно доллара США высокодоходную валюту, чаще

всего – развивающихся рынков (ЕМ), нефтяной инвестор может заработать не только на росте ее курса, но и на разнице процентных ставок с долларом США, используя рыночную стратегию carry trade.

### Прогноз мировых цен на нефть

Если правы те инвесторы, кто считает, что стратегия carry trade с валютами ЕМ сейчас не работает, то трудно ждать в ближайшем будущем появления таких привлекательных для этой стратегии валют цены нефтяных фьючерсов как мексиканский и, особенно, аргентинский песо (см. рис. 6, 7), с их большими учетными ставками. И, следовательно, трудно ждать в ближайшее время продолжения обвального падения нефтяных цен. В 2019 г. ФРС США уже готова, судя по тону ее представителей, перейти к менее жесткой денежно-кредитной политике, что также предотвратит значительное падение нефтяных цен на сокращении спреда доходности 10-летних казначейских облигаций США. В то же время дальнейшее незначительное снижение цен можно ждать по нефти Brent на догоняющей нефть WTI смене валюты цены с йены на новозеландский доллар. Что, кстати, приведет к более значительному сокращению ценового спреда между обеими марками нефти до 5-6 долл./баррель. Сейчас, когда валютой цены по нефти Brent является, возможно, промежуточная остановка, – австралийский доллар (близкий по долларовой стоимости канадский доллар), ценовой спред между Brent и WTI равен 8-9 долл./баррель.

Использование в качестве валют цены товарных валют – новозеландского и австралийского долларов обусловлено их сильнейшей корреляционной связью с золотом, что делает эти основные валюты, как и золото, более надежными «тихими гаванями», чем традиционные йена и швейцарский франк. Особенно во времена, когда США движутся к дезинфляции, а не к инфляции, а стремление ФРС увеличить процентные ставки приводит к ослаблению доллара.

В среднесрочной же перспективе остается надежда, что повышение процентных ставок ЕЦБ и Банком Англии и остановка в повышении

<sup>5</sup> URL: <http://elitetrader.ru/index.php?newsid=362053>.

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

---

ставок ФРС США делает более дорогие евро и британский фунт стерлингов более привлекательными валютами для этой цели, и тогда мы увидим нефть в районе 100 долл./баррель. Ясно одно: цены на нефть больше не зависят ни от вербальных, ни от реальных интервенций на физическом рынке нефти, они определяются динамикой большинства сегментов мирового финансового рынка.

Следует подчеркнуть, что в нашем подходе рост и снижение нефтяных цен не является неограниченным, как в подходе, основанном на разбалансировке физического рынка нефти. Они ограничены целевым уровнем ФРС по инфляции в США чуть больше 2% в год и курсом валюты-лидера по темпам роста к доллару США.

Поступила в редакцию  
27.11.2018 г.

УДК 620.9 (55)

Е.А. Телегина, Г.О. Халова, Н.И. Иллерицкий<sup>1</sup>

## ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ИСЛАМСКОЙ РЕСПУБЛИКИ ИРАН. ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА ИРАНА С РОССИЕЙ

*Аннотация.* В статье анализируется топливно-энергетический комплекс Ирана. Показаны – ресурсный потенциал страны и крупнейшие месторождения углеводородов, подчеркивается роль страны в мировом производстве нефти и газа. Рассматривается производство и потребление нефти и газа в Иране. Названы основные страны-импортеры углеводородов из Ирана. Отмечается, что вопреки санкциям США ряд государств продолжают энергетическое сотрудничество с Ираном. В статье также рассматриваются перспективы энергетического сотрудничества РФ и Исламской Республики Иран (ИРИ).

*Ключевые слова:* нефть, газ, топливно-энергетический комплекс, Иран, Россия.

Е.А. Telegina, G.O. Khalova, N.I. Illeritskiy<sup>2</sup>

## FUEL AND ENERGY COMPLEX OF THE ISLAMIC REPUBLIC OF IRAN. PROSPECTS OF ENERGY COOPERATION OF IRAN WITH RUSSIA

*Abstract.* The article contains the analysis of the energy sector of the Islamic Republic of Iran. The country's resource potential is shown, the largest hydrocarbon fields are shown, the country's role in the global production of oil and gas is emphasized. The authors dwell on the production and consumption of oil and gas in Iran. The article also identifies the main countries importing hydrocarbons from Iran. It is noted that in spite of the sanctions of the United States, a number of states are determined to continue energy cooperation with the Islamic Republic of Iran. The article also considers the prospects for energy cooperation between the Russian Federation and the Islamic Republic of Iran.

*Keywords:* oil, gas, fuel and energy complex, Iran, Russia.

### ТЭК Ирана и его роль в экономике страны

Топливо-энергетический комплекс является ключевым для экономики Ирана. Основными энергоносителями для внутреннего потребления в экономике страны являются природный газ и нефть, уголь используется в крайне ограниченном объеме. В Иране действует единственная на Ближнем Востоке атомная электростан-

ция «Бушер», которая была построена российской государственной корпорацией «Росатом» и эксплуатируется при активном участии российских специалистов. С 2013 г. 1-й энергоблок АЭС «Бушер» мощностью 1000 МВт введен в промышленную эксплуатацию, по состоянию на конец 2018 г. ведутся подготовительные работы для строительства второго и третьего энергоблоков [1]. Возобновляемая энергетика в стране неразвита.

---

<sup>1</sup> Елена Александровна Телегина – декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, чл.-корр. РАН, д.э.н., профессор, *e-mail:* meb@gubkin.ru;

Гюльнар Османовна Халова – профессор кафедры мировой экономики и энергетической политики РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, д.э.н., *e-mail:* khalovag@yandex.ru;

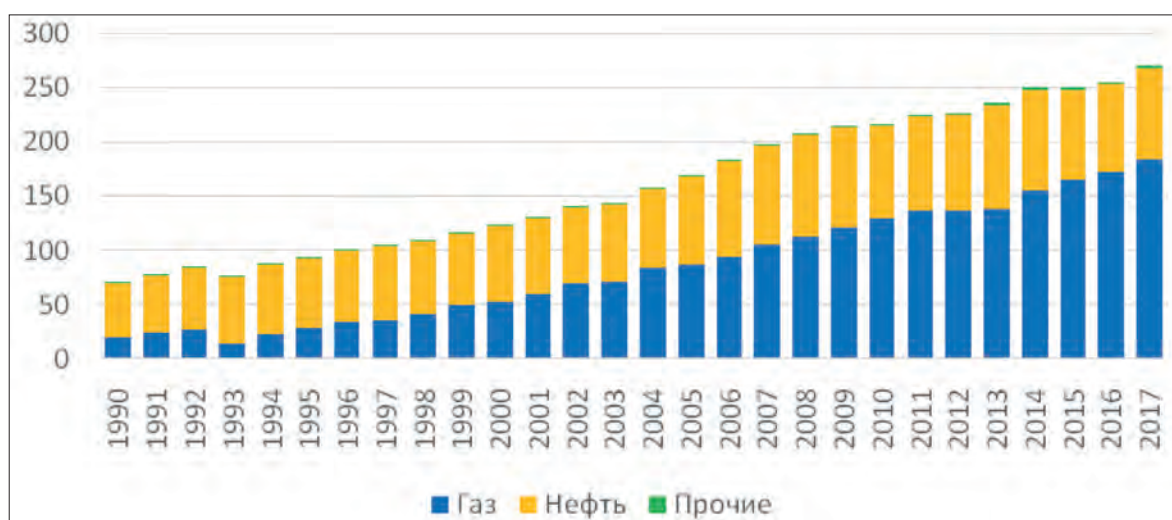
Никита Игоревич Иллерицкий – младший научный сотрудник Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, *e-mail:* illernick@yandex.ru

<sup>2</sup> Elena A. Telegina – Dean of the faculty of international energy business, Russian State University (National Research University) of Oil and Gas, Corresponding Member of Russian Academy of Sciences, Doctor of Economics, Professor, *e-mail:* meb@gubkin.ru; Gyulnar O. Khalova – Professor of the Chair of World Economy and Energy Policy of Gubkin University, Doctor of Economics, *e-mail:* khalovag@yandex.ru;

Nikita I. Illeritskiy – Junior Researcher at Center for Energy Research of Primakov Institute of World Economy and International Relations of Russian Academy of Sciences (IMEMO), *e-mail:* illernick@yandex.ru

---

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ



Источник: [2].

Рис. 1. Динамика потребления первичной энергии в Иране по видам энергоносителей в 1990-2017 гг., млн т н.э.

По данным ВР, общее первичное потребление энергии в 2017 г. в Иране достигло 271,5 млн т н.э., что было на 6,0% больше, чем в 2016 г. [2]. В потреблении энергии по видам энергоносителей на долю газа в 2017 г. пришлось около 68%, нефти – около 31%, угля и АЭС – менее 1% (рис. 1).

По усредненным оценкам, ИРИ обладает порядком 1/10 мировых запасов нефти, то есть около 160 млрд баррелей, а газа – до 18% мировых запасов, или около 34 млрд м<sup>3</sup>. Иранская нефть относится преимущественно к среднесернистым сортам и делится на два сорта: тяжелая иранская нефть (Iran Heavy) и легкая иранская нефть



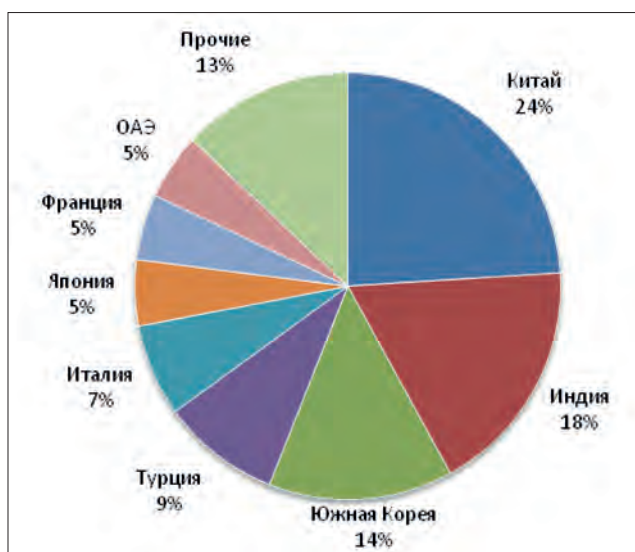
Источник: [3].

Рис. 2. Ключевые нефтяные месторождения Ирана

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

(Iran Light). Около 80% добычи приходится на долю легкой нефти, которая эффективно поддается переработке и может быть широко использована в нефтехимической промышленности. По сведениям ИЕА, крупнейшие нефтяные месторождения страны располагаются на суше, на юге Ирана (провинция Хузестан, неподалеку от границы с Ираком). К ним относятся Ахмаз-Асавари, Марун и Гашаран. Крупнейшим шельфовым нефтяным месторождением Ирана является месторождение Абузар. Перечисленные месторождения эксплуатируются уже несколько десятков лет и добыча на некоторых из них стагнирует или снижается, поэтому для ИРИ критически важной задачей является монетизация разведанных запасов, в основном – на шельфе в регионе Хузестана, а также перспективных месторождений Ядавалан, Азадеган и Южный Яран (рис. 2). Данные проекты планируются к реализации после 2020 г. при участии китайских компаний CNPC и Sinopec.

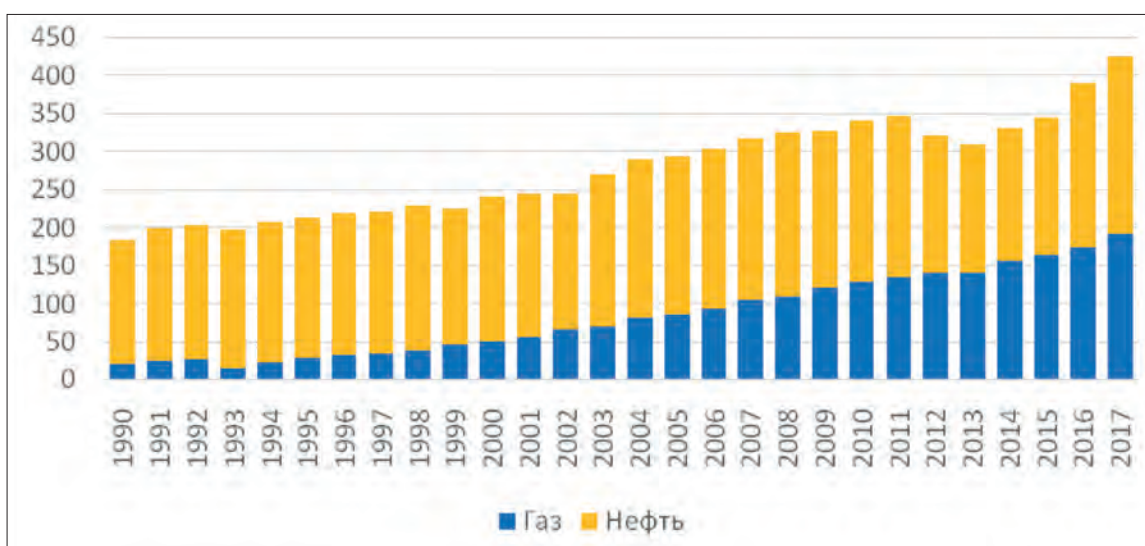
Добыча нефти и газа в Иране имела выраженную тенденцию к росту как в 2000-е годы, так и в 2013-2017 гг. после преодоления спада нефтедобычи 2011-2012 гг. (рис. 3). Добыча нефти в ИРИ по итогам 2017 г. достигла 234,2 млн т н.э., большая часть добытой нефти (107,9 млн т н.э.) в 2017 г. была экспортирована в Китай (24%), Индию (18%), Южную Корею (14%), Турцию (9%) и в более чем десяток других государств (рис. 4).



Источник: [3].

Рис. 4. Экспорт нефти из Ирана по странам – основным импортерам в 2017 году

Добыча газа в стране по итогам 2017 г. достигла 192,5 млн т н.э. Рост добычи газа в Иране не прекращался даже в кризисные годы. С 2000 г. объем добычи газа в Иране увеличился почти в 4 раза, и темпы его роста значительно опережают темпы добычи нефти. Государство занимает третье место в мире по добыче газа после США и России, однако почти весь добываемый газ расходуется на внутреннее потребление, за исключением небольшого объема экспорта в Турцию (не более 5 млрд м<sup>3</sup> в год). Газовые месторождения Ирана располагаются преиму-



Источник: [2].

Рис. 3. Динамика добычи нефти и газа в Иране в 1990-2017 гг., млн т н.э.



Источник: [3].

**Рис. 5. Ключевые газовые месторождения Ирана**

щественно на юге страны, а также на шельфе Красного моря, крупнейшим из них является супергиганское месторождение Северный Парс, которое Иран делит с Катаром (рис. 5).

Страна обладает достаточно развитой инфраструктурой магистральных газопроводов действующих в большинстве регионов, кроме горных областей в центре и на юго-востоке (рис. 6). В последние годы наблюдается активная газификация регионов ИРИ и наращивание внутреннего потребления.

Практически весь нефтегазовый сектор экономики Ирана полностью контролируется государственной Национальной иранской нефтяной компанией (НИНК), которая, в свою очередь, находится в ведении Министерства нефти и энергетики Ирана. Операции по разведке, добыче и переработки нефти осуществляются через дочерние компании, некоторые из которых доступны для частного капитала, в том числе иностранного, однако в целом нефтегазовая отрасль Ирана, несмотря на действие Нового

иранского нефтегазового контракта для иностранных инвесторов (NIPC) с 2016 г., остается весьма закрытой [4].

### **Новые санкции: перспективы, вызовы и риски для России**

Топливо-энергетический комплекс является важнейшей опорой иранской экономики. Снятие санкций в конце 2015 г. позволило Ирану значительно нарастить добычу и экспорт нефти, что существенно стимулировало экономический рост. Однако нарастание геополитической напряженности привело к введению новых санкций против Ирана с 5 ноября 2018 года [5]. Ограничительные меры направлены в первую очередь на возможности Ирана по экспорту нефти, и предусматривают запрет на доступ к рынку США для всех компаний, которые не откажутся от сотрудничества с иранским нефтегазовым или банковским сектором. Временное исключение сделано лишь для восьми крупней-





Источник: [3].

Рис. 6. Основные магистральные газопроводы Ирана

ших покупателей иранской нефти, в число которых входят Китай, Япония, Южная Корея и ряд других государств. По данным аналитических агентств, экспорт нефти из Ирана может существенно снизиться в результате введения санкций [6]. В 2018 г. Иран занимал значимую долю мирового рынка нефти, и потенциальное существенное сокращение иранского экспорта уже приводит к дестабилизации мировых нефтяных рынков.

По нашему мнению, оказываемое на Иран давление является попыткой помешать не только его экономическому развитию, но и интенсивной интеграции иранской экономики в экономику формирующегося евразийского пространства. Выгодное географическое положение Ирана делает его ключевым игроком развивающегося евразийского рынка, поддерживаемого проектами «Один пояс – один путь» (Китай, страны ЕАЭС, ЦАР и АТР), международными транспортными коридорами Север – Юг и Восток – Запад (Россия, страны Каспийского региона и ЕАЭС, а также Индия), расши-

рению зоны свободной торговли стран ЕАЭС и т.д. Жёсткость санкционных мер США вызывает недовольство и непонимание все большего числа отдельных государств и мирового сообщества в целом. К примеру, еще до введения санкций страны Европейского союза выступали с предложением создать независимую систему взаиморасчетов между ЕС и Ираном и заявляли о дальнейшем развитии проектов европейских компаний в ИРИ. Несмотря на ожидаемые санкции [7], официальная реакция России, Индии и Китая на введение новых ограничительных мер против Ирана также была крайне негативной [8].

Российские энергетические компании, в свою очередь, проявляют повышенный интерес к иранскому нефтегазовому сектору. Наиболее перспективным является сотрудничество в газовой отрасли. Российская газовая корпорация ПАО «Газпром» активно прорабатывает возможности участия в проектах на территории Ирана. В декабре 2017 г. между ПАО «Газпром» и National Iranian Oil Company (NIOC, 100-про-

центное дочернее предприятие Министерства нефти Ирана) были подписаны – Дорожная карта, предполагающая анализ возможностей по реализации в Иране интегрированных проектов в области добычи, транспортировки и переработки углеводородов, включая газохимию; Меморандум о взаимопонимании, предполагающий анализ перспектив взаимодействия в рамках возобновления проекта по строительству завода СПГ «Иран-СПГ», возведение которого было начато в середине 2000-х гг. и остановлено на стадии готовности до 40% в связи с вводом санкций.

В число приоритетных месторождений, для которых рассматривается возможность совместной разработки, входят перспективные месторождения Фарзад, Северный Парс и Киш, по предварительным оценкам общий объем добычи может достигнуть 50 млрд м<sup>3</sup> в год, что позволит обеспечить газом перспективный трубопровод в Индию и будущий завод СПГ. В настоящее время проводится анализ возможностей строительства как сухопутного, так и морского газопровода Иран – Индия [9].

Контуры новой системы международных экономических отношений формируются на наших глазах под влиянием качественно новых факторов, и ее центром является евразийское пространство. В этой новой системе международных отношений особенно важной становится также роль не таких крупных, как Россия, Китай и Индии, но географически и политически значимых государств с высоким региональным

потенциалом, особенно Ирана, который обладает значительным экономическим потенциалом для регионального лидерства и большим количеством разнообразных ресурсов. В силу своих исторических, геоэкономических и геополитических особенностей Иран оказался на одном из наиболее «остром» противостоянии нового витка конкуренции за глобальное лидерство между ослабевающей периферией мира – евроатлантическими либерально-демократическими государствами – и набирающим силу центром – объединяющимися странами Евразии. Одним из главных конкурентных полей стала энергетическая отрасль, где сегодня разворачивается борьба за доминирование на самых ёмких энергетических рынках будущего – китайском и индийском. Важность сотрудничества России с Ираном заключается в том, что именно ИРИ выступает в качестве ключевой опоры и партнера для выхода на перспективные энергетические и товарные рынки Индии и стран Южной Азии. Санкции, в свою очередь, не носят объективного характера и являются лишь инструментом сдерживания экономического развития и торгово-экономического сотрудничества. Формирующаяся геополитическая конфигурация мира, несмотря на ее сложность и высокий уровень конкуренции, является уникальной и несет для России стратегические возможности развития, заключающиеся в сотрудничестве с государствами евразийского пространства. Очевидно, что данные возможности должны быть использованы с максимальной эффективностью.

### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. *Строящиеся АЭС. Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом»*. [Stroyashchiesya AES. Gosudarstvennaya korporatsiya po atomnoi energii «Rosatom»]. [NPPs under construction. (In Russ.)]. Available at: <https://www.rosatom.ru/production/design/stroyashchiesya-aes/> (accessed 18.11.2018).

2. *BP Statistical Review of World Energy – 2018*. Available at: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accessed 17.11.2018).

3. *Iran: Country Analysis. EIA*. Available at: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=IRN> (accessed 03.11.2018).

4. *The New Iranian Petroleum Contract – Government Approval*. Herbert Smith Freehills, 09 August 2016. Available at: <https://www.herbertsmithfreehills.com/latest-thinking/the-new-iranian-petroleum-contract-government-approval> (accessed 04.11.2018).

5. *Trump administration unveils full extent of US sanctions on Iran*. The Guardian, November 5, 2018. Available at: <https://www.theguardian.com/world/2018/nov/05/iran-launches-military-drill-response-return-us-sanctions> (accessed 18.11.2018).

6. *Humeyra Pamuk, Timothy Gardner. U.S. renews Iran sanctions, grants oil waivers to China, seven others*. Reuters, November 5, 2018. Available at:

<https://www.reuters.com/article/us-usa-iran-sanctions-oil/u-s-renews-iran-sanctions-grants-oil-waivers-to-china-seven-others-idUSKCN1NA008> (accessed 05.11.2018).

7. Dave Keating. *EU Vows To Maintain Iran Energy Investment Despite Sanctions*. *Forbes*, Aug 6, 2018. Available at: <https://www.forbes.com/sites/davekeating/2018/08/06/eu-vows-to-maintain-iran-energy-investment-despite-sanctions/#355d64cda6b8> (accessed 16.11.2018).

8. Лавров счел санкции США в отношении Ирана нелегитимными. [*Lavrov schel sanktsii SShA v otnoshenii Irana nelegitimnymi*]. [*Lavrov considers US sanctions against Iran illegitimate*].

(*In Russ.*)], 07.11.2018. Available at: <https://rg.ru/2018/11/07/lavrov-schel-sankcii-ssha-v-otnoshenii-irana-nelegitimnymi.html> (accessed 07.11.2018).

9. «Газпром» подписал в Иране документы по развитию сотрудничества. ПАО «Газпром». Пресс-релиз [*«Gazprom» podpisal v Irane dokumenty po razvitiyu sotrudnichestva*]. ПАО «Газпром». [*Gazprom has signed cooperation development documents in Iran*]. PJSC Gazprom. (*In Russ.*)], 13.12.2017. Available at: <http://www.gazprom.ru/press/news/2017/december/article386268/> (accessed 15.11.2018).

Поступила в редакцию  
20.11.2018 г.

УДК 620.9

Ю.Д. Кононов<sup>1</sup>

## АНАЛИЗ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ<sup>2</sup>

*Аннотация.* В статье анализируются методы комплексной оценки состояния энергетической безопасности, используемые международными энергетическими организациями, а также в США, КНР и России. Объясняются причины большого различия этих методов. Обосновывается важность повышения внимания к учету экономических факторов в индексах, характеризующих долгосрочную безопасность энергоснабжения страны и регионов.

*Ключевые слова:* энергетическая безопасность, энергоснабжение, индикативный анализ, методы, международный опыт.

Yu.D. Kononov<sup>3</sup>

## AN ANALYTICAL REVIEW OF THE BEST FOREIGN PRACTICES IN THE COMPREHENSIVE ENERGY SECURITY ASSESSMENT

*Abstract.* The paper provides an analysis of the methods used for the comprehensive assessment of the energy security situation as applied by international energy organizations as well as in the USA, China, and Russia. We elucidate the great disparity of the available methods. We argue the case for increasing the focus on incorporating economic factors as indices that are telling of the long-term security of the national and regional energy supply.

*Keywords:* energy security, energy supply, indicator-based analysis, methods, world's best practices.

### Введение

Количество публикаций по проблемам энергетической безопасности (ЭБ) и способам оценки ее состояния в разных странах растет. При этом в трактовке ЭБ наблюдается большое разнообразие. При их анализе (более 83-х определений) в [1] отмечается, что доступность энергоресурсов присутствует в 99% трактовках ЭБ. Большое место в них занимает учет состояния инфраструктуры (72%) и цен на энергию (71%). Значительно увеличилось за последние годы внимание к оценке влияния на ЭБ: экологии (34%), социальных эффектов (37%), качества управления и энергетической эффективности (25%).

Концептуальное определение ЭБ дано Международным энергетическим агентством (IEA): «непрерываемая доступность энергетических ре-

сурсов по приемлемым ценам». При этом различается краткосрочная и долгосрочная ЭБ. Первая фокусируется на способности энергетических систем должным образом реагировать на внезапные изменения в балансе производства и потребления энергоресурсов, а долгосрочная безопасность энергоснабжения связана со своевременными инвестициями в энергетику для удовлетворения потребностей экономики и требований устойчивости окружающей среды [2].

Трактовка понятия ЭБ влияет на методы оценки ее состояния. При этом фактически все они основаны на использовании индикаторов и индексов. Первые отражают отдельные стороны ЭБ, а вторые являются ее комплексными характеристиками, одним из важнейших результатов индикативного анализа.

В [3] приводится список 320 простых и 52 комплексных индикаторов, используемых в раз-

---

<sup>1</sup> Юрий Дмитриевич Кононов – главный научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, д.э.н., профессор, *e-mail*: kononov@isem.irk.ru

<sup>2</sup> Статья подготовлена в рамках проекта государственного задания III.17.5.2, рег. № АААА-А17-117030310452-7 и при финансовой поддержке РФФИ (грант № 16-06-00091).

<sup>3</sup> Yury D. Kononov – Chief Researcher at the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Economics, Full Professor, *e-mail*: kononov@isem.irk.ru.

---

ных странах и организациях при анализе состояния ЭБ. При конструировании интегральных показателей неизбежна значительная степень субъективизма как при выборе состава индикаторов, так и при определении их весов (значимости). Несмотря на этот недостаток, комплексные индексы все шире используются в отдельных странах (например, в США, Китае, Индии) и международными организациями для оценки состояния ЭБ, определения ее динамики и межстрановых сравнений.

### **Методические подходы к конструированию интегрированных (синтетических) индексов ЭБ**

Многоэтапный подход к построению таких индексов включает: определение их предназначения, целеполагания, концепции; определение структуры индекса, выбор характеризующих его индикаторов и их группировка; нормализацию данных и индикаторов; определение их значимости (весов); агрегирование индикаторов и субиндексов [4].

Нормирование исходных данных и индикаторов необходимо из-за их измерения в различных единицах. Используются разные методы. Самые распространенные: минимаксный, стандартизация (*z-scor*), расстояние от референтного. Ни один из них не играет доминирующей роли. В основе перевода рассматриваемого показателя в безразмерную величину, выражаемую в процентах или долях единицы, лежит принцип сравнения с задаваемым референтным значением. Это может быть показатель базового года или эталонной страны, отличие от возможного минимального или максимального значения. Заслуживает внимания способ нормирования, при котором индикатор характеризуется не численным, а качественным значением путем присвоения этому значению статуса нормального, предкритического или критического состояния.

При агрегировании и взвешивании индикаторов, наряду с экспертными оценками их значимости, используются разные методические подходы к определению их весов [5]. Во многих случаях при построении комплексного индекса ЭБ разных стран индикаторам и субиндексам вынуждено придается одинаковый вес. При ис-

следовании проблем ЭБ отдельных стран и при возможности использования оптимизационных моделей развития систем энергетики появляется возможность определять степень влияния на экономику и энергетику изменения значений отдельных исходных данных и индикаторов. Тем самым повышается возможность более обоснованной оценки их значимости.

Агрегирование индикаторов во многих случаях проходит в два этапа. С начала из отдельных индикаторов конструируются субиндексы, отражающие основные составляющие ЭБ страны или безопасности ее энергоснабжения отдельными видами топлива. Затем из них формируется общий, единый индекс. Структура обобщающих индексов зависит от решаемой задачи и отражает наиболее острые для данной страны проблемы ЭБ. Из анализа имеющейся литературы можно выделить пять «специфических фокус-групп», являющихся целью и основой формирования тех или иных комплексных индексов.

Первая группа сфокусирована на так называемых 4А [6]: *availability* (геополитические, географические, технологические факторы, ограничивающие доступность энергоресурсов); *acceptability* (экологические ограничения и проблемы); *affordability* (экономические, ценовые условия и ограничения); *accessibility* (доступность энергоснабжения – транспортный и геополитический аспекты).

Вторая группа ставит целью оценить безопасность энергоснабжения отдельными энергоносителями. Такие индексы используются МЭА для сопоставления безопасности энергоснабжения разных стран нефтью, природным газом, углем и другими энергоресурсами [7].

Третья группа придает особое значение экономической составляющей ЭБ. При этом рассматривается не только чувствительность энергетических систем к удорожанию энергоносителей, но и доступность, и эффективность энергоснабжения, а также энергоемкость разных секторов экономики [8].

К четвертой группе относятся исследования и комплексные индексы, обращающие особое внимание на экологические проблемы ЭБ. В индексе ЭБ экологическая устойчивость включает индикаторы, характеризующие использование

земли и воды, изменения в климате и загрязнении атмосферы.

Пятая группа представляет интерес для бедных стран с острыми проблемами энергоснабжения населения и низкой обеспеченностью электроэнергией. В этой группе индексы ЭБ включают индикаторы, характеризующие доступность домашних хозяйств к коммерческим энергоресурсам, долю затрат на энергоснабжение в общих расходах в группах населения с разными доходами.

Такая группировка комплексных индексов ЭБ не исчерпывает всех подходов к их построению. Они могут, например, характеризовать отдельно ЭБ производства (наличия) и использования энергоресурсов.

Очевидно, что рациональные подходы к построению обобщающих индексов ЭБ, выбору состава индикаторов, оценке их важности, способам агрегирования во многом зависят от особенности рассматриваемой страны, уровня развития ее экономики и энергетики. Примеры особенностей конструирования интегральных индексов ЭБ в некоторых международных энергетических организациях, а также в США и Китае приведены ниже.

### **Зарубежная практика использования комплексных индексов ЭБ**

*Международное энергетическое агентство (IEA).* Для комплексной оценки и сравнения краткосрочной безопасности энергоснабжения стран – членов IEA нефтью, природным газом, углем и другими энергоресурсами используется методический инструментарий под названием MOSES [7]. Оценка основывается на системе индикаторов, измеряющих ЭБ в терминах риска перерыва энергоснабжения (на несколько дней или недель) и способности (гибкости) системы справиться с этой угрозой. Эти индикаторы определяются для каждого энергоресурса, отражая внешние и внутренние риски.

При оценке безопасности энергоснабжения страны, например нефтью или газом, к индикаторам риска относятся: доля импорта, политическая стабильность стран-поставщиков, волатильность собственной добычи, доля морской добычи и другие характеристики условий и

надежности энергоснабжения. Индикаторы, характеризующие гибкость системы топливоснабжения, включают: количество (разнообразие) поставщиков и пункты получения нефти (газа), возможные объемы хранения (запасов) и другие показатели. Всего используется 35 индикаторов.

Агрегирование, группировка индикаторов осуществляется в два этапа. На первом этапе (по заданным нормативам) индикаторы, характеризующие внешние и внутренние риски и гибкость энергоснабжения данным видом топлива относятся к одной из трех групп риска: высокой, средней и низкой. По результатам такой оценки на втором этапе дается обобщенная (с учетом риска и гибкости) характеристика степени безопасности энергоснабжения страны определенным энергоресурсом.

По этим характеристикам страны объединяются в 5 групп, каждая из которых характеризуется своей комбинацией гибкости и риска энергоснабжения конкретным топливом или энергоресурсом. К первой (группе А) относятся страны с высокой степенью ЭБ (низкий риск, высокая гибкость), к последней (группе Е) – страны с критическим уровнем ЭБ (высокий риск, низкая гибкость).

Модель MOSES сфокусирована на краткосрочной, физической безопасности обеспечения потребностей в отдельных энергоресурсах и не рассматривает экономического, экологического, ресурсного и других аспектов ЭБ, особенно важных при прогнозировании развития энергетики. Используемый в MOSES методический подход не предполагает комплексной оценки ЭБ энергоснабжения страны, определения совокупного влияния на нее разных энергоресурсов с учетом их возможной взаимозаменяемости и эффективности. Отсутствие такого интегрированного индикатора позволяет сравнивать различные страны только по уровню безопасности энергоснабжения отдельными видами энергоресурсов.

*Международный энергетический совет (WEC).* Эта организация совместно с Глобальным центром риска (GRC) ежегодно дает количественную оценку и прогноз ЭБ и устойчивости 125-ти стран [9]. Она основывается на концепции «энергетической трилеммы», включающей: 1) энергетическую безопасность,

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

2) энергетическое равенство (наличие доступного энергоснабжения населения), 3) экологическую и социальную устойчивость (сохранение экосистем и природных ресурсов). Каждый из этих факторов, а также особенности страны, характеризуются несколькими индикаторами, имеющими разную значимость при определении итогового комплексного индекса – мировой энергетический трилемма индекс (WETI). Его составляющие и их веса показаны в табл. 1.

Для определения численных значений индикаторов используются статистические данные и прогнозы рассматриваемых стран и международных организаций. Итоговые оценки WETI даются как для отдельных стран, так и для их объединений. При этом страны разделены на четыре группы: в первую входят страны с ВВП более 35000 долл. на человека, а в четвертую – с менее 6000 долларов. Россия относится ко второй группе. По величине WETI Россия, по оценке 2017 г., оказалась на 45-м месте между Южной Кореей и Турцией, значительно опережая эти страны по энергобезопасности, но уступая им по индексам устойчивости и экологичности.

Мировой экономической форум (WEF). С 2013 г. эта международная организация оценивает состояние энергетических систем 127

стран с помощью комплексного (композитного) индекса Global Energy Architecture Performance Index (GEAPI) [10], характеризующего три стороны «энергетического треугольника»: экономический рост, экологическую устойчивость, ЭБ. Для количественной оценки GEAPI используются 18 индикаторов (табл. 2). Их веса определяются экспертно. Ранжирование стран по величине этого комплексного индекса показало, что в 2017 г. первое место делят Норвегия и Швейцария, Россия занимает 48-е место, опережая США (52-е место) и КНР (95-е место).

*Комплексная оценка ЭБ в США.* Состояние и перспективы изменения ЭБ США ежегодно, начиная с 2010 г., оцениваются по методике Глобального энергетического института (GEI) и характеризуются динамикой единого комплексного показателя – Index of U.S. Energy Security Risk (USESR) [11]. Он обобщает значения 37 индикаторов ЭБ по 9 направлениям (категориям): глобальные топлива, импорт топлива, энергетические затраты, цены и энергетические рынки, энергоёмкость, электроэнергетика, транспортный сектор, экология, исследования и разработки (см. рисунок). При этом выделяются четыре аспекта (субиндекса) ЭБ: геополитика, экономика, надежность и экология.

Таблица 1

### Индикаторы и их веса, используемые при комплексной оценке устойчивости энергетики отдельных стран Мировым энергетическим советом

Категория индикаторов (вес)	Индикаторы	Вес, %
<b>Энергетическая безопасность (30%)</b>		
Безопасность энергоснабжения и разнообразие (15%)	Разнообразие источников (поставщиков) первичной энергии	5,0
	Энергоёмкость ВВП	5,0
	Импортная зависимость	5,0
Гибкость (resilience) (15%)	Запасы энергоресурсов	5,0
	Готовность к освоению	5,0
	Разнообразие источников электроэнергии	5,0
<b>Приемлемость (energy equity) (30%)</b>		
Доступность (10%)	Доступность электроэнергии	5,0
	Доступность чистого пищевого приготовления	5,0
Качество энергоснабжения (10%)	Качество электроэнергии	5,0
	Качество снабжения населения	5,0

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

Продолжение табл. 1

Категория индикаторов (вес)	Индикаторы	Вес, %
Приемлемость и конкурентоспособность (10%)	Цены на электроэнергию	3,3
	Цены на моторное топливо	3,3
	Цены на газ	3,3
<b>Устойчивость окружающей среды (30%)</b>		
Продуктивность энергоресурсов (10%)	Эффективность потребления энергии	5,0
	Эффективность генерации электроэнергии	5,0
Эмиссия парниковых газов (10%)	Тенденция выбросов CO <sub>2</sub>	5,0
	Изменения площади лесов	5,0
Эмиссия CO <sub>2</sub> (10%)	Эмиссия CO <sub>2</sub>	3,3
	Эмиссия CO <sub>2</sub> на человека	3,3
	Эмиссия CO <sub>2</sub> от электростанций	3,3
<b>Особенности страны (10%)</b>		
Политическая устойчивость и предсказуемость (2%)	Эффективность правительства	0,5
	Политическая стабильность	0,5
	Состояние с коррупцией	0,5
	Состояние макроэкономики	0,5
Стабильность условий (обстановки) (2%)	Выполнение законов	0,7
	Качество управления	0,7
	Качество политического руководства	0,7
Условия развития технологий и инноваций (2%)	Возможности для инноваций	0,5
	Количество патентов	0,5
	Защита интеллектуальной собственности	0,5
	Возможности внедрения	0,5
Условия для инвестиций (2%)	Иностранные инвестиции	1,0
	Легкость организации бизнеса	1,0
Загрязнение воздуха, земли и воды (2%)	Борьба с загрязнением воды и отходами	1,0
	Борьба с загрязнением воздуха	1,0

Таблица 2

### Индикаторы и веса GEAPI 2017

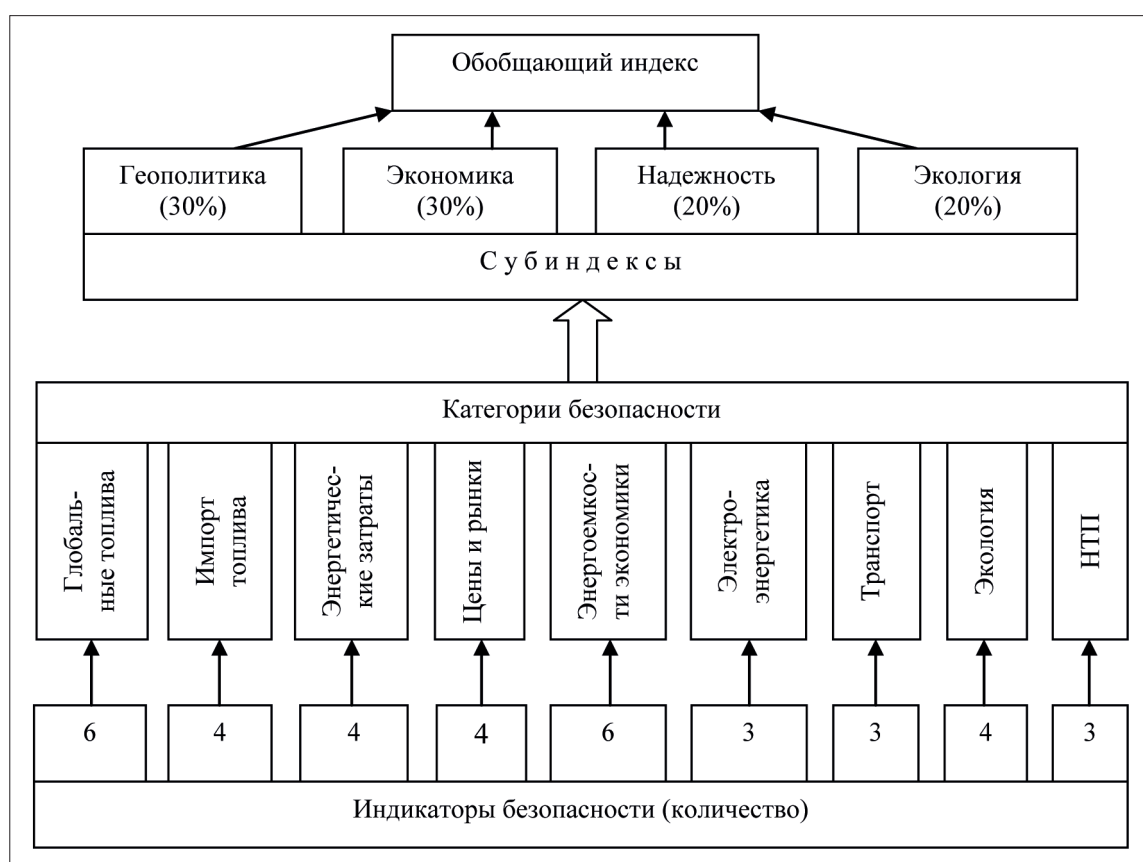
Субиндексы	Индикаторы	Веса
Экономический рост (0,33)	Энергоемкость ВВП	0,25
	Стоимость энергетического импорта (% ВВП)	0,125
	Объем энергетического экспорта (% ВВП)	0,125
	Степень искажения цен на мировое топливо (индексы)	0,15 (0,15)
	Цены на электроэнергию для промышленности	0,25
Экологическая устойчивость (0,33)	Эмиссия CO <sub>2</sub> от электростанций	0,2
	Доля альтернативной и атомной энергии	0,2
	Удельный расход топлива в автомобилях	0,2
	Эмиссия других вредных веществ (т/население)	0,1 (0,1)



## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

Окончание табл. 2

Субиндексы	Индикаторы	Весы
Энергетическая безопасность и доступность	Уровень электрификации (% населения)	0,2
	Качество электроснабжения	0,2
	Процент населения, использующего твердое топливо для пищеприготовления	0,2
	Диверсификация источников снабжения первичными энергоресурсами	0,1 (0,2)
	Импортная зависимость	0,2
	Диверсификация импорта	0,1



Построение обобщенного индекса риска ЭБ США [12]

Итоговый индекс и все индикаторы, характеризующие разные стороны ЭБ США, являются безразмерными величинами, показывающими их изменение по сравнению с 1980 годом. В этом году уровень ЭБ страны был самым неблагоприятным (минимальным) за весь период наблюдений, начиная с 1970 г., а значение обобщающего индекса риска было максимальным (100%). В период 1980-2017 гг. значение этого суммарного индекса уменьшилось до 75,9%. Существенно

уменьшились значения и субиндексов, характеризующих влияние на ЭБ геополитики (74,9%), экономики (65,5%), надежности (88,7%), экологии (80,8%).

Возможные тенденции в изменении значений USESR и его составляющих определяются и на перспективу до 2040 г. с использованием ежегодно разрабатываемых Информационным агентством Минэнерго США сценариев развития энергетики страны. Приведенные в [11] результа-

Изменения USESR по сравнению с базовым сценарием (п.п.)

Сценарий	Год	
	2025	2040
Дорогая нефть (226 долл./баррель в 2040 г.)	13	14
Дешевая нефть (75 долл./баррель в 2040 г.)	-7	-7
Большие ресурсы газа и нефти и благоприятное развитие технологий	-4	-7
Низкие ресурсы и замедленное развитие технологий	2	5

ты расчетов показали, что при развитии энергетики и экономики США по базовому сценарию 2017 г. значение обобщенного индекса снизится до 79% к 2025 г. и до 78% к 2040 году. Изменение этого индекса при развитии экономики и энергетики по другим сценариям показано в табл. 3.

Следует отметить, что подобный методический подход используется Глобальным энергетическим институтом и для сравнения ЭБ США с другими странами [12]. По расчетам, ранг ЭБ США за период с 1995 по 2016 гг. увеличился с восьмого до второго места (из 25-ти наиболее крупных потребителей первичных энергоресурсов), а Россия за этот же период поднялась с 24 на 12 место.

*Комплексная оценка ЭБ в КНР.* Для комплексной оценки состояния и изменения ЭБ в КНР в [13] использовался Sustainable Energy Security Index. Метод его построения основан на Trilemma Index МЭС [9]. При этом физическая и геополитическая доступность энергоресурсов характеризуется следующими индикаторами: производство первичной энергии на человека, отношение резервов к производству топлива, доля собственных энергоносителей в их потреблении, риск концентрации на рынках нефти и их конъюнктура, доля энергетического сектора в общих капиталовложениях. Экономические условия энергоснабжения отражаются в изменениях цен на собственное топливо, флуктуации цен на импортируемую нефть, удельном расходе ВВП на одного жителя. Для учета взаимосвязей энергетики, экономики и экологии используются индикаторы: доля нетопливной энергетики в общем потреблении первичных энергоресурсов, энергоемкость экономики, интенсивность эмиссии CO<sub>2</sub>. В число индикаторов входят также душевое потребление первичной энергии, индекс энергетического разнообразия – логарифмиче-

ская функция, отражающая долю угля, нефти, газа и первичной электроэнергии в общем энергопотреблении.

Перед определением комплексного индекса значения индикаторов, рассчитываемых для каждого года рассматриваемого периода и выраженных в разных единицах измерения, нормализуются. При этом используется минимаксный подход, отражаемый в формуле:

$$A_{ij} = [A_i(t) - \min(A_i)] / [\max(A_i) - \min(A_i)],$$

где  $A_i$  – значение данного индикатора  $i$  в году  $t$ , а  $\min(A_i)$  и  $\max(A_i)$  – его минимальное и максимальное значения в рассматриваемом периоде.

В поэтапном процессе агрегирования 20-ти индикаторов при определении их относительной значимости используется энтропийный метод, основывающийся на информационной теории Шеннона. Предполагается, что вес, полученный с помощью энтропии, имеет большую надежность и точность, чем субъективные оценки.

Оценка динамики ЭБ в КНР за период с 1980 по 2010 гг. [14] показала, что хотя состояние ее с 1995 г. улучшилось, но оно не достигло уровня 1985 года. Значение показателя SESI сильно колеблется: 1985 г. – 75,5; 1995 г. – 43,9; 2005 г. – 70,8; 2010 г. – 62,3.

#### Российский подход к комплексной оценке состояния ЭБ

В России наибольшее количество исследований по индикативному анализу и проблемам ЭБ выполнено и опубликовано в Институте систем энергетики СО РАН (в том числе три монографии [15-17]). Он является одним из основных разработчиков Доктрины энергетической без-

опасности Российской Федерации [18]. В ней ЭБ определяется как состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества. Эта трактовка несколько отличается от упомянутых выше зарубежных определений ЭБ, отражая особенности условий функционирования и развития энергетики и экономики России. В отличие от большинства стран она является не импортером, а экспортером топлива. При этом на ее обширной территории есть много регионов, не обеспеченных в должной степени собственными энергоресурсами. Приходится уделять серьезное внимание безопасности энергоснабжения не только страны, но и регионов. Все эти особенности не могут не влиять на состав и значимость индикаторов, используемых для комплексной оценки состояния ЭБ страны.

Предложенная в [19] методика анализа состояния и мониторинга ЭБ предусматривает сочетание индикативного и модельного подхода. При этом индикаторы распределены по трем взаимосвязанным блокам: производственной и ресурсной обеспеченности, надежности энергоснабжения, состояния основных производственных фондов. Определение интегрального показателя ЭБ на основе индикативного анализа включает следующие шаги.

1. Отбор индикаторов, определение их предельно допустимых значений и нормализация – качественная оценка их состояния путем разделения его на нормальное, предкризисное и кризисное.

2. Определение значимости (веса) каждого индикатора методом интерполяции и усреднения мнений независимых экспертов.

3. Свертка (агрегирование) индикаторов и формирование качественной интегральной оценки общего состояния ЭБ в стране или регионе.

Это состояние оценивается как критическое, если доля индикаторов с такой оценкой в их совокупности превышает установленное допустимое значение (например 40%).

Оценка состояния ЭБ страны дополняется исследованиями с использованием специальной оптимизационной модели ТЭК и имитационных математических моделей энергетических

отраслей [20]. Исследуется вариант развития энергетики в условиях возможного дефицита энергоресурсов у потребителей и определяются дополнительные затраты на его предотвращение. По величине этих затрат состояние ЭБ рассматриваемого варианта относится к нормальному, предкризисному или кризисному.

Использование системы математических моделей для мониторинга ЭБ и анализа влияния на нее происходящих процессов в энергетике и экономике – важная особенность рассматриваемого методического подхода. Другое его принципиальное отличие от описанных выше зарубежных методов комплексной оценки состояния ЭБ страны состоит в отказе от использования для такой оценки численных значений единого обобщающего показателя (интегрального индекса). В России особое внимание уделяется анализу состояния и тенденции изменения ЭБ регионов [21]. Итогом индикативного анализа является качественная оценка серьезности угроз безопасности энерго- и топливоснабжения регионов и страны в целом. Состояние ЭБ может быть определено как критическое или близкое к нему, если численные значения ключевых индикаторов или их агрегатов значительно отличаются от задаваемых пороговых значений [22].

### Заключение

Концепция ЭБ широко используется, но в ее трактовке нет единого мнения. Это сказывается на разнообразии методов ее комплексной оценки и объясняет заметное различие в ранжировании разных стран по состоянию их ЭБ. Анализ многочисленных зарубежных публикаций обнаруживает тенденцию расширения понятия ЭБ, включения в нее таких факторов, как экономическая и инфраструктурная доступность, разнообразие и надежность внутренних и внешних источников энергоснабжения, удовлетворение ужесточающихся требований к окружающей среде. Соответственно увеличивается состав и количество используемых индикаторов, характеризующих условия функционирования и развития энергетических систем.

При комплексной оценке и мониторинге состояния ЭБ страны или региона, межстрановых сравнениях важную роль играют обобщающие

показатели (комплексные индексы) ЭБ. Их конструирование сталкивается с проблемой определения значимости отдельных индикаторов, количественной оценки их весов при агрегировании. Способы такой оценки нуждаются в развитии. Полезным может быть использование оптимизационных и имитационных моделей. Они позволяют выявить и сопоставить влияние изменения отдельных факторов (индикаторов) на структуру и эффективность функционирования

и развития систем энергоснабжения. Такая оценка особенно важна при анализе долгосрочной ЭБ, выявлении стратегических угроз.

Представляется, что состав интегральных показателей ЭБ и веса формирующих его индикаторов должны зависеть от целей исследований, рассматриваемой перспективы и важности результатов расчетов для принятия решений по повышению ЭБ.

### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Ang B.W., Choong W.L., Ng T.S. *Energy security: Definitions, dimensions and indexes // Renewable and Sustainable Energy Reviews.* – 2015. – V. 42. – P. 1077-1093.
2. IEA. *Measuring short-term energy security, 2011.* – 15 p. – <https://www.yumpu.com/en/document/view/19621056/measuring-short-term-energy-security-iea>
3. Sovacool B.K., Mukherjee I. *Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach // Energy.* – 2011. – V. 36. – P. 5343-5355.
4. *Handbook on Constructing Composite Indicators: methodology and user guide / OESD, 2018.* – 152 p. – URL: <http://composite-indicators.jrc.ec.europa.eu/>
5. Badea A.C., Rosso C.M., Tarantola S. *Composite indicators for Security of energy supply using ordered weighted averaging // Reliability Engineering and System Safety.* – 2011. – № 96. – P. 651-662.
6. Cherp A., Jewell J. *The concept of energy security: Beyond the four As // Energy Policy.* – 2014. – V. 75. – P. 415-421.
7. Jewell J. *The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES). Primary Energy Sources and Secondary Fuels (Working paper) / IEA.* – 2011. – Paris, France. – 43 p.
8. Blum H., Legey Luiz F.L. *The challenging economics of energy security: Ensuring energy benefits in support to sustainable development // Energy Economics.* – 2012. – V. 34 (6). – P. 1982-1989.
9. WEC. *World Energy Trilemma Index: Monitoring the Sustainability of National Energy Systems, 2017.* – 145 p. URL: <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/Energy-Trilemma-Index-2017-Report.pdf>
10. WEF. *Global Energy Architecture Performance Index. Report 2017.* – 32 p. URL: [http://www3.weforum.org/docs/WEF\\_Energy\\_Architecture\\_Performance\\_Index\\_2017.pdf](http://www3.weforum.org/docs/WEF_Energy_Architecture_Performance_Index_2017.pdf)
11. *Index of U.S. Energy Security Risk (2017 edition) / Global Energy institute U.S. Chamber of Commerce, 2017.* – 89 p.
12. *International Index of Energy Security Risk: Assessing Risk in a Global Energy Market / Global Energy institute U.S. Chamber of Commerce, 2018.* – 80 p.
13. Yao L., Chang Y. *Energy security in China: A quantitative analysis and policy implications // Energy Policy.* – 2014. – V. 67. – P. 595-604.
14. Fang D., Shi S., Yu O. *Evaluation of Sustainable Energy Security and an Empirical Analysis of China // Sustainability.* – 2018. – № 10 (5) / 1685 p.
15. *Energy security of Russia / V.V. Bushuev, N.I. Voropay, A.M. Mastepanov et al. – Novosibirsk: Science, 1998.* – 302 p. (in Russian).
16. *Energy security of Russia: problems and their solutions / resp. ed. N.I. Voropay and M.B. Cheltsov. – Novosibirsk: Science, 2011.* – 198 p. (in Russian).
17. *Ensuring Russia's energy security and the choice of priorities / resp. ed. S.M. Senderov. – Novosibirsk: Science, 2017.* – 116 p. (in Russian).
18. *Doctrine of the energy security of the Russian Federation (Decr.-3167 of November 29, 2012).* URL: [http://rosenergo.gov.ru/energy\\_security/normativnopravovaya\\_informatsiya](http://rosenergo.gov.ru/energy_security/normativnopravovaya_informatsiya)
19. *Methods of monitoring the state of ensuring energy security in Russia at the regional level / S.M.*

*Senderov, N.I. Pyatkova, V.I. Rabchuk et al. – Irkutsk: MESI SB RAS, 2014. – 146 p. (in Russian).*

20. *Senderov S.M., Pyatkova N.I. Application of two-tier research technology in solving problems of energy security // Proceedings of RAS. Power Engineering. – 2000. – № 6. – p. 31-39 (in Russian).*

21. *Smirnova E.M., Senderov S.M. Energy security of Russian regions: status and trends over*

*the past six years // Energy policy. – 2018. – № 1. – p. 16-23 (in Russian).*

22. *Senderov S.M., Rabchuk V.I. Problems of analyzing Russia's energy security at the federal level: approaches to estimating threshold and current values of the most important indicators // Proceedings of RAS. Power Engineering. – 2015. – № 5. – p. 3-15 (in Russian).*

Поступила в редакцию  
22.10.2018 г.

УДК 620.9 (470+479.24)

**С.М. Сендеров, Н.А. Юсифбейли, В.И. Рабчук, А.М. Гусейнов, В.Х. Насибов, С.В. Воробьев, Г.Б. Гулиев, Е.М. Смирнова<sup>1</sup>**

## **ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИКАСПИЙСКИХ РЕГИОНОВ РОССИИ И АЗЕРБАЙДЖАНА: АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ И ПУТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ**

*Аннотация.* Статья посвящена анализу проблем обеспечения энергетической безопасности прикаспийских регионов России и Азербайджанской Республики. Рассмотрены приоритетные проблемы анализа энергетической безопасности на региональном уровне и стран в целом. Характеризуются основные индикаторы энергетической безопасности, мониторинг которых актуален для обеих стран. В статье проведен анализ основных факторов изменения ситуации в обеих странах в среднесрочной перспективе и сделаны выводы по направленности основных действий с тем, чтобы ситуация менялась в лучшую сторону.

*Ключевые слова:* энергетическая безопасность, стратегические угрозы, прикаспийские регионы.

**S.M. Senderov, N.A. Yusifbeyli, V.I. Rabchuk, A.M. Guseynov, V.Kh. Nasibov, S.V. Vorobyov, G.B. Guliev, E.M. Smirnova<sup>2</sup>**

## **ENERGY SECURITY IN CASPIAN SEA REGIONS OF RUSSIA AND AZERBAIJAN: ANALYSIS OF PROBLEMS AND WAYS OF SUPPORT**

*Abstract.* The article focuses on the analysis of energy security problems in the Caspian Sea regions of Russia and the Republic of Azerbaijan. It considers the priority problems of energy security analysis at regional levels and in countries in general. Main energy security indicators prioritized for monitoring in both countries are characterized. The article reviews the main factors of changes in the situation in both countries over the medium term and draws conclusions regarding the direction of main actions in order to change the situation for the better.

*Keywords:* energy security, strategic threats, Caspian Sea region.

---

<sup>1</sup> Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН:

Сергей Михайлович Сендеров – заместитель директора, д.т.н., *e-mail*: ssm@isem.irk.ru;

Виктор Иванович Рабчук – ведущий научный сотрудник, к.т.н., *e-mail*: rabchuk@isem.irk.ru;

Сергей Валерьевич Воробьев – научный сотрудник, к.т.н., *e-mail*: seregavorobev@isem.irk.ru;

Елена Михайловна Смирнова – ведущий инженер, *e-mail*: smirnova.e.m@isem.irk.ru;

Нурали Адилевич Юсифбейли – заместитель председателя Государственного агентства Азербайджанской Республики по альтернативным и возобновляемым источникам энергии, д.т.н., *e-mail*: yusifbayli.n@gmail.com;

Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики:

Асаф Мустафаевич Гусейнов – главный научный сотрудник, *e-mail*: asaf.huseynov@gmail.com;

Валех Халилович Насибов – заместитель директора, к.т.н., *e-mail*: nvaleh@mail.ru;

Гусейн Байрамович Гулиев – доцент, к.т.н., *e-mail*: huseyngulu@mail.ru

<sup>2</sup> Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences:

Sergey M. Senderov – Deputy Director, Doctor of Engineering, *e-mail*: ssm@isem.irk.ru;

Viktor I. Rabchuk – Leading Researcher, PhD in Engineering, *e-mail*: rabchuk@isem.irk.ru;

Sergey V. Vorobyov – Researcher, PhD in Engineering, *e-mail*: seregavorobev@isem.irk.ru;

Elena M. Smirnova – Lead Engineer, *e-mail*: smirnova.e.m@isem.irk.ru;

Nurali A. Yusifbeyli – Deputy Chairman of the State Agency of the Republic of Azerbaijan for Alternative and Renewable Energy Sources, Doctor of Engineering, *e-mail*: yusifbayli.n@gmail.com;

Azerbaijan Scientific-research and Design-prospecting Institute of Power Engineering:

Asaf M. Guseynov – Chief Researcher, *e-mail*: asaf.huseynov@gmail.com;

Valekh Kh. Nasibov – Deputy Director, PhD in Engineering, *e-mail*: nvaleh@mail.ru;

Guseyn B. Guliev – Associate Professor, PhD in Engineering, *e-mail*: huseyngulu@mail.ru

### Введение

В плане обеспечения энергетической безопасности (ЭБ) на общегосударственном уровне Россию и Азербайджан объединяют особенности требований к системе такого обеспечения. Для обоих государств эти требования связаны главным образом с необходимостью бездефицитного снабжения своих внутренних потребителей требуемыми видами энергоресурсов за счет собственных источников этих ресурсов, а также с необходимостью поставок нефти и газа на экспорт в разумных объемах. Однако с переходом на региональный уровень и, в частности, на уровень прикаспийских регионов этих стран особенности требований ЭБ указанных регионов для Азербайджана и России резко различаются. Эти различия вызваны разной значимостью регионов Прикаспия в части обеспечения энергетической безопасности той и другой страны на общегосударственном уровне. Если для Азербайджана такая значимость его прикаспийского региона абсолютна, то для России она значительно ниже.

Все объемы нефти и газа, добываемые в Азербайджане, приходятся на районы Прикаспия (включая шельфовые морские месторождения углеводородов этой страны на Каспийском море). Суммарная доля всех первичных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), получаемых здесь сегодня, составляет более 95% [1] от общего объема ТЭР, производимых в стране. С учетом сказанного для Азербайджана нужно говорить о региональных угрозах ЭБ общегосударственной значимости.

В отличие от прикаспийских регионов Азербайджана доля российских прикаспийских регионов в общем объеме первичных ТЭР, производимых в стране, составляет чуть более 1% (природный газ, добываемый в регионах, и электроэнергия, получаемая на ветровых электростанциях в Калмыкии и на ГЭС в Дагестане). В то же время в самих этих регионах есть свои проблемы с обеспечением ЭБ. Эти конкретные проблемы будут рассматриваться ниже вместе с рассмотрением общей ситуации с обеспечением ЭБ Азербайджана и в прикаспийских регионах России.

Перед рассмотрением проблем региональной значимости с обеспечением ЭБ прикаспийских регионов обеих стран рассмотрим сначала региональные проблемы, имеющие общегосударственную значимость. По причинам, указанным чуть выше, рассмотрим эти проблемы только для Азербайджана.

### **Основные угрозы энергетической безопасности общегосударственной значимости в прикаспийских регионах Азербайджана и современные масштабы их реализации**

Для наглядности рассмотрим проблемы общегосударственной значимости с обеспечением ЭБ прикаспийских регионов Азербайджана через реальные масштабы реализации важнейших угроз ЭБ за последние годы. Рассматриваемые угрозы ЭБ касаются ситуации с развитием и функционированием нефтегазового сектора прикаспийского региона Азербайджана. Прежде чем рассматривать угрозы энергетической безопасности общегосударственной значимости, рассмотрим основные показатели нефтегазового сектора Азербайджана.

Азербайджан располагает большим количеством нефтегазовых месторождений и перспективных структур на Каспии. Подтвержденные запасы нефти в Азербайджане составляют 7 млрд баррелей, природного газа 2,6 трлн м<sup>3</sup>. Прогнозные значения запасов нефти – 10 млрд баррелей, природного газа – 3 трлн м<sup>3</sup>. Среди прикаспийских месторождений наиболее значимым является блок нефтегазовых месторождений Азери-Чираг-Гюнашли (АЧГ), доказанные запасы нефти которого составляют 1,2 млрд т, газа – 360 млрд м<sup>3</sup> [2].

Другое крупное месторождение является газоконденсатным – «Шахдениз», запасы которого оцениваются в 1,2 трлн м<sup>3</sup>. Согласно прогнозам на второй стадии этого месторождения объем добычи газа может быть доведен до 24 млрд м<sup>3</sup> в год. Еще 600 млрд м<sup>3</sup> газа – в таких месторождениях, как Апшерон, Умид, Ашрафи, Карабах. Помимо перечисленных выше месторождений существует еще пять перспективных структур с общим запасом 2,2 трлн м<sup>3</sup> газа (Бабек – 400 млрд м<sup>3</sup>, Нахчыван – 300 млрд м<sup>3</sup>, Зафер-Ма-

шал – 300 млрд м<sup>3</sup>, Араз-Алов-Шярг – 700 млрд м<sup>3</sup> и Шафаг-Асиман – 500 млрд м<sup>3</sup>).

Освоение нефтегазовых месторождений на Каспии стало возможным после подписания в 1994 г. «Контракта века» [3] и последовавшего за этим притока крупных инвестиций. Участниками проекта были 13 компаний, включая такие как BP (35,8%), SOCAR (11,6%), Chevron (11,3%), Statoil (8,6%) и др. После подписания «Контракта века» было подписано 26 соглашений с 41 нефтяными компаниями из 19-ти стран.

Начиная с 1997 г. в течение 20 лет с АЧГ добыто 460 млн т нефти и 140 млрд м<sup>3</sup> газа. Для реализации крупных нефтегазовых месторождений были построены или реконструированы трубопроводы: Баку – Тбилиси – Джейхан (нефть – к Средиземному морю), Баку – Супса (нефть – Черному морю), Баку – Эрзурум (газопровод), Баку – Новороссийск (нефть).

В 2018 г. завершено строительство трех важных составляющих Южного газового коридора: Шахдениз-2, Южно-Кавказский газопровод (через Грузию) и TANAP (транспортировка газа в Турцию). К 2020 г. будет завершено строительство газопровода TAP длиной 878 км как продолжение газопровода TANAP в Европу (Греция – 550 км, Албания – 215 км, Италия – 8 км). К 2020 г. протяженность экспортных газопроводов в Европу в одностороннем выражении составит 3500 км. Пропускная способность TANAP – 16 млрд м<sup>3</sup> (в Турцию – 6 млрд м<sup>3</sup>), (в Европу – 10 млрд м<sup>3</sup>).

При анализе условий функционирования нефтегазового сектора выявлены наиболее значимые угрозы энергетической безопасности Азербайджана, реализация которых может привести к проблемам в обеспечении не только энергетической, но и экономической безопасности. В числе наиболее значимых угроз:

- сокращение объемов добычи нефти в регионе;
- уменьшение объема экспорта углеводородных ресурсов.

Каждую угрозу нужно рассматривать с учетом взаимовлияния внутренних и внешних рисков и живучести (в англоязычной литературе – risk and resilience).

*Сокращение годовых объемов добычи нефти* в прикаспийском регионе Азербайджана с 2010 по 2017 гг. составило около 23% (с 50,8 до 38,8 млн т) [1], главным образом из-за неуклонного сокращения сырьевой базы. Основные залежи жидких углеводородов региона находятся в Бакинском нефтегазовом районе (Апшеронский полуостров) и в Апшероно-Прибалхашской зоне глубоководного шельфа Каспийского моря – мощная нефтяная структура АЧГ (нефтеносные площади Азери-Чираг-Гюнашли). На Апшеронском полуострове нефть добывается более 150 лет. Пик её добычи здесь давно пройден и первенство по объемам добычи жидких углеводородов прикаспийского региона Азербайджана в начале XXI в. переходит к АЧГ.

Сегодня 75% объема нефти прикаспийского региона (и в целом по Азербайджану) добывается на площадях АЧГ. Остальные 25% приходится на старые месторождения Бакинского района и на относительно небольшие месторождения мелководного шельфа Каспийского моря (Нефтяные камни, Грязевая сопка, о. Песчаный и т.д.). После пика добычи в 2010 г. на АЧГ началось непрерывное падение добываемых объемов нефти (2-5% в год). Такое сокращение объемов добычи происходит по ряду причин. Основная причина, которую можно назвать глобальной, – отсутствие у прикаспийских государств (Россия, Иран, Азербайджан, Туркмения и Казахстан) договоренности относительно получения четкого, юридически выверенного документа по разделению дна Каспийского моря между этими странами. Будь такой документ, на нефтяном комплексе АЧГ можно было бы и дальше наращивать добычу (в случае удачной доразведки восточных площадей этого комплекса и выхода на их эксплуатацию). Многочисленные исследования показывают, что нефть на этих восточных площадях есть, но упоминаемая доразведка без указанного выше документа невозможна из-за несогласия Туркмении. В результате себестоимость добычи нефти на ныне действующих площадях начала расти (дебиты скважин падают, их число приходится наращивать). Так, себестоимость нефти, добытой здесь и доставленной в порт Джейхан, в 2008 г. оценивалась в 7,5 долл./баррель, а сегодня она приблизилась уже к 15 долл./баррель.



Реальное падение уровня добычи нефти на глубоководном шельфе Каспийского моря сопровождается реализацией еще двух угроз энергетической безопасности Азербайджана – *уменьшение объема экспорта углеводородных ресурсов и ухудшение ситуации с инвестициями в нефтегазовом секторе страны.*

Сокращение объемов добычи нефти на 23% с 2010 по 2017 гг. и некоторое сокращение добычи газа при практически неизменном уровне внутреннего потребления первичных ТЭР в стране, естественно, уменьшило экспорт углеводородных ресурсов как в натуральном, так и в денежном выражении, хотя за это время доля нефтегазового сектора прикаспийских регионов в экспортном потенциале страны уменьшилась незначительно. Если в 2011 г. объем общего экспорта Азербайджана составлял примерно 26,6 млрд долл., а нефтегазовый экспорт – 25,1 млрд долл., что соответствовало 94,5%, то уже в 2016 г. объем общего экспорта Азербайджана составлял примерно 9,1 млрд долл., а нефтегазовый экспорт – примерно 8 млрд долл. – 87,4% [4].

Если уменьшение экспорта азербайджанских углеводородов в натуральном выражении составило всего 21,8% – 59 млрд т у.т. в 2016 г. против 75 млрд т у.т. в 2010 г. [1], то уменьшение «денежного» экспорта в разы больше – по сравнению с 2011 г. в 2016 г. «денежный» экспорт страны уменьшился в 2,9 раза, а нефтегазовый экспорт в 3,14 раза. Такая ситуация сложилась из-за большой разницы в мировых ценах на углеводороды в 2010 и 2016 годах.

Естественно, что с уменьшением экспорта азербайджанских углеводородов ухудшается ситуация с инвестициями в экономику, в том числе в нефтегазовый сектор страны, при этом объем иностранных инвестиций по сравнению с внутренними инвестициями уменьшился незначительно. Максимальные годовые объемы иностранных инвестиций с начала реализации «Контракта века» пришлось на 2014 г., когда в экономику Азербайджана было инвестировано 11697,7 млн долларов. Уже в 2017 г. объемы иностранных инвестиций уменьшились на 22% и составили 9120,5 млн долларов. За рассматриваемый период общие инвестиции в экономику Азербайджана уменьшились примерно в

два раза. Так, если в 2014 г. общие инвестиции составляли 27907,5 млн долл., то в 2017 г. было инвестировано 13851,2 млн долларов. Показатели по внутренним инвестициям значительно ухудшились в последние годы, так в 2016 г. эти инвестиции по сравнению с 2014 г. уменьшились почти в 4 раза и составили 4730,7 млн долларов. Что касается инвестиций в нефтегазовый сектор Азербайджана, то уменьшение объемов инвестиций здесь по сравнению с ненефтяным сектором небольшое. Если объем иностранных инвестиций в нефтяной сектор Азербайджана в 2014 г. составлял примерно 6730,7 млн долл., то за тот же 2016 г. этот показатель уменьшился примерно на 27% и составил 4900,8 млн долларов. Такое уменьшение инвестиций связано в основном с практическим окончанием капитальных работ в рамках инфраструктурных проектов, например, в 2018 г. завершено строительство трех важных составляющих «Южного газового коридора».

Анализ масштабов реализации угроз ЭБ общегосударственной значимости прикаспийского региона Азербайджана показал, что общая ситуация в экономике страны и уровень обеспечения её энергетической безопасности практически полностью определяются ситуацией с развитием и функционированием нефтегазового сектора в этом регионе.

Далее рассмотрим живучесть энергетического сектора относительно общего состояния энергетической безопасности в целом и относительно каждой из угроз. Нужно отметить, что в настоящее время в Азербайджанской Республике все потребности в основных энергоресурсах обеспечиваются за счет внутренних источников. Такое положение должно сохраниться в обозримом будущем. Таким образом, с позиций надежности топливо- и энергоснабжения можно констатировать, что в целом ситуация в Азербайджане оценивается положительно.

Все угрозы энергетической безопасности, указанные выше, касаются внешнеэкономической деятельности энергетического сектора, и поэтому степень их реализации в основном определяется внешними условиями, в первую очередь ценой на нефть. Отметим также, что вслед за девальвацией азербайджанского мана-та в 2015 г. 2016 г. стал наихудшим годом в эко-

номическом плане за последние десять лет, из-за того, что цена на нефть снизилась более чем в три раза и, соответственно, уменьшилось поступление валюты от экспорта углеводородов.

С увеличением цены на нефть 2017 г. стал годом стабилизации в экономике. С начала 2018 г. заметен реальный рост в экономике. В первом квартале экономика Азербайджана выросла на 2,3%, а рост в нефтяном секторе составил примерно 3%, промышленное производство увеличилось на 2%, а нефтяная промышленность – примерно на 10%. За первый квартал в экономику страны были вложены инвестиции – 3,5 млрд долл., причем значительная часть их – иностранные. Валютные резервы увеличились на 2,2 млрд долл. и в настоящее время составляют 44,2 млрд долл., внешнеторговый оборот вырос на 31%, нефтяной экспорт увеличился на 37%, общий экспорт вырос на 24%.

В 2017 г. в Баку подписано новое соглашение (продление «Контракта века») о разработке блока АЧГ до 2049 г. с долевым участием компаний: BP – 30,37%, SOCAR – 25%, Chevron – 9,57%, INPEX – 9,31%, Equinor – 7,27%, Exxon Mobil – 6,79% и др.

На 5-м Каспийском саммите в г. Актау 12.08.2018 г. была принята «Конвенция о правовом статусе Каспийского моря». На этой встрече глав прикаспийских государств не рассматривался вопрос о разделении дна Каспийского моря между пятью странами – Россией, Туркменистаном, Азербайджаном, Казахстаном и Ираном. Вопрос будет решаться при обоюдном обсуждении между странами на основе международной договоренности. Несмотря на неразрешенность вопроса о разделении дна Каспийского моря, уже в первом квартале в рамках выполнения нового соглашения (продление «Контракта века») по разработке блока АЧГ в Азербайджан поступил бонус – 450 млн долл., что указывает на привлекательность блока Азери-Чираг-Гюнашли для ведущих зарубежных нефтегазовых компаний. Ожидается, что в рамках нового соглашения за 32 года в экономику Азербайджана будет инвестировано 40 млрд долл. и добыто 3 млрд баррелей нефти. Таким образом, нефтегазовый сектор Азербайджана будет устойчиво развиваться в обозримом будущем, и соглашение по разделу дна Каспийского

моря только увеличит возможности дополнительного роста нефтегазового сектора Азербайджана.

Несмотря на восстанавливающиеся позитивные тенденции в нефтегазовом секторе экономическая и энергетическая безопасность Азербайджана определяется, и будет определяться, в основном мировыми ценами на углеводороды. Для уменьшения зависимости экономики от внешних факторов (цена нефти) Президентом Азербайджана 6 декабря 2016 г. подписано 13 документов по созданию идеологической основы развития Азербайджанской Республики на кратко-, средне- и долгосрочные периоды, где основным лейтмотивом развития предусматривается диверсификация экономики, уменьшение доли нефтяного сектора путем ускоренного развития нефтяного сектора экономики. Поэтому при рассмотрении энергетической безопасности Азербайджана основной упор делается в сторону электроэнергетической безопасности, о чем будет сказано ниже.

### **Ситуация с обеспечением ЭБ прикаспийских регионов Азербайджана и России**

Для анализа указанной ситуации представляется целесообразным воспользоваться разработанной в ИСЭМ СО РАН методикой оценки состояния энергетической безопасности региона [5]. В случае конкретного региона методика предполагает обязательное рассмотрение этой ситуации по таким объектам анализа, как:

- возможности удовлетворения потребностей региона в основных видах ТЭР с соответствующим анализом возможностей покрытия максимальной электрической нагрузки в регионе;
- собственные возможности региона по удовлетворению его потребностей в котельно-печном топливе (КПТ);
- доля доминирующего ресурса в потреблении КПТ на случай аварийного снижения поставок этого ресурса;
- доля крупнейшего источника в производстве электроэнергии на территории региона;

- возможности удовлетворения пиково возрастающего спроса на ТЭР в условиях значительных похолоданий на территории региона;
- состояние основных производственных фондов (ОПФ) энергетических отраслей региона, включая ситуацию с обновлением ОПФ электроэнергетики, как инфраструктурной отрасли.

Согласно указанной методике масштабы и динамика изменения ситуации по тому или иному объекту анализа оцениваются за анализируемый период путем соотношения численного значения соответствующего индикатора с специально определенными и обоснованными пороговыми значениями этого индикатора. Пороговые значения в данном случае обозначают порог перехода текущего значения индикатора в различные качественные состояния данного индикатора: приемлемое, предкризисное, кризисное. Зная качественное состояние всех индикаторов ЭБ регионального уровня, и используя специально разработанный аппарат оценки сравнительной значимости индикаторов, можно получить некую интегральную оценку ситуации с обеспечением ЭБ в регионе. Состав рекомендуемых для использования индикаторов в данном случае следующий:

- отношение суммарной располагаемой мощности источников электроэнергии региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории;
- отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона к максимальной электрической нагрузке потребителей региона;
- возможности удовлетворения потребностей в КППТ из собственных источников региона;
- доля доминирующего ресурса в общем потреблении КППТ в регионе;
- доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона;
- уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях 10%-го увеличения его из-за похолодания на территории региона;
- степень износа ОПФ энергетических отраслей региона;
- отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за последний 5-ти летний период к установленной мощности региона.

Способы вычисления индикаторов, перечисленных выше, и порядок выхода на интегральную оценку ситуации с обеспечением ЭБ в регионе представлены в упоминаемой выше методике.

### **Ситуация с обеспечением электроэнергетической безопасности Азербайджана**

Как было показано выше, в Азербайджанской Республике все потребности в основных энергоресурсах обеспечиваются за счет внутренних источников, и поэтому задача обеспечения энергетической безопасности трансформируется в задачу обеспечения электроэнергетической безопасности, причем из-за масштаба территории Азербайджанской Республики региональное исследование энергетической безопасности превращается в исследование энергобезопасности на уровне страны [6]. Исходя из сказанного, состав индикаторов для исследования энергетической безопасности Азербайджана изменяется и они представлены ниже [7]:

- отношение суммарной располагаемой мощности источников электроэнергии региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории;
- отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей к максимальной электрической нагрузке потребителей;
- доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности страны;

- степень износа ОПФ электроэнергетики страны;
- отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций страны за последний 5-ти летний период к установленной мощности страны;
- доля альтернативных и возобновляемых источников энергии в покрытии потребности в электроэнергии.

Прежде чем оценить электроэнергетическую безопасность посредством выбранных индикаторов, нужно отметить, что как и в случае с обеспечением потребностей в основных энергоресурсах, Азербайджан полностью обеспечивается электроэнергией за счет ее внутренних источников. Азербайджан также экспортирует электроэнергию на рынки электроэнергии Грузии и Турции и поставляет электроэнергию в Иран в островном режиме.

Структура энергосистемы Азербайджана такая, что значительные генерирующие мощности расположились в западной части страны, а основные потребители в восточных регионах, где уровень привозной электроэнергии достигает до 40%, и поэтому по первому индикатору существуют некоторые проблемы, хотя благодаря высоковольтным ЛЭП (330 и 500 кВ), связывающим восточные и западные части страны, ситуацию по данному индикатору можно считать приемлемой.

Азербайджан за счет внутренних источников удовлетворяет потребности как в электроэнергии, так и в пиковой мощности, поэтому оценку этого индикатора можно принять нормальной.

Наиболее крупной электростанцией в Азербайджанской энергосистеме является «Азербайджанская ТЭС» с установленной мощностью в 2400 МВт, что при общей установленной мощности Азербайджанской энергосистемы в 6400 МВт составляет 38%. Состояние этого индикатора можно считать предкризисным, хотя с вводом новых электростанций (уже к концу этого года ожидается ввод электростанции «Шимал-2» мощностью 409 МВт) состояние этого индикатора несколько улучшится.

Степень износа основных производственных фондов электроэнергетики страны также

в основном связана с вышеназванной электростанцией. «Азербайджанская ТЭС» построена в восьмидесятые годы прошлого столетия и уже в скором будущем подлежит демонтажу. Степень износа основных производственных фондов электроэнергетики составляет около 38% и ускоренные темпы обновления генерирующих мощностей позволят улучшить состояние этого индикатора, сегодня его состояние – нормально-предкризисное.

За последний 5-ти летний период в Азербайджанской энергосистеме введено более 800 МВт мощности, что составляет примерно 12,5% к установленной мощности страны.

На сегодня доля ВИЭ в покрытии потребности страны в электроэнергии составляет примерно 7%, и этот показатель далек от целевых значений, обозначенных в различных документах, принятых в Азербайджанской Республике. Проводимая политика по повсеместному использованию возобновляемых источников энергии позволяет оценивать состояние этого индикатора как приемлемое. Интегральная оценка ситуации с обеспечением электроэнергетической безопасности Азербайджана характеризуется как приемлемая.

### **Ситуация с обеспечением ЭБ прикаспийских регионов России**

Ситуация с обеспечением ЭБ в прикаспийских регионах России оценивалась с учетом основных положений указанной выше методики. Прикаспийский регион России включает в себя три субъекта РФ – Астраханскую область, Республику Калмыкию и Республику Дагестан. Ниже по каждому из этих регионов будут кратко представлены результаты проведенного анализа.

*Астраханская область.* Максимальная электрическая нагрузка здесь может быть обеспечена своими электрогенерирующими источниками. Обеспечивается она с достаточным запасом за счет использования межсистемных электрических связей с энергоизбыточными регионами. За анализируемый период (пять лет) располагаемая мощность электростанций региона увеличилась с 572 до 740 МВт при незначительном увеличившейся максимальной электриче-

ской нагрузке. Суммарно за 5 лет было введено 330 МВт электрических мощностей.

Возможности покрытия потребностей области в КПП находятся в приемлемых пределах со значительным запасом в силу производства достаточных объемов природного газа на территории региона. В этих условиях приемлемой можно считать и высокую долю доминирования природного газа в балансе КПП. Показатель доли крупнейшего источника в электрогенерации располагается в области предкризисных значений и составляет 51%, снизившись за пять прошедших лет с кризисных 65% за счет вводов новых электрогенерирующих объектов.

Показатели возможностей удовлетворения пиково возрастающего спроса на КПП в условиях похолодания на территории федерального округа в Астраханской области находятся в области приемлемых значений соответствующего индикатора и свидетельствуют о том, что такой спрос может быть покрыт с достаточным запасом.

Ситуация с износом ОПФ энергетики в области имеет устойчивую тенденцию к улучшению. В то же время износ ОПФ энергетики составляет сегодня 45% и характеризуется пока как предкризисный. В то же время темпы обновления электроэнергетики региона достаточны для того, чтобы характеризовать ситуацию по данному индикатору как приемлемую.

Интегральная оценка ситуации с обеспечением ЭБ Астраханской области характеризуется как приемлемая (80% суммы удельных весов важнейших индикаторов регионального уровня находится в зоне приемлемых состояний).

*Республика Калмыкия.* Характеризуется недостаточной долей собственной электрогенерации. Максимальная электрическая нагрузка на территории республики может быть покрыта всего лишь на 22% за счет собственных электрогенерирующих мощностей. В то же время эта нагрузка с достаточным запасом может быть покрыта при использовании межсистемных электрических связей с энергоизбыточными территориями.

Всего лишь на 20% потребности республики в КПП могут быть удовлетворены за счет собственных источников (незначительные объемы добычи газа) при доминировании газа в балансе

КПП порядка 98%. Такая ситуация, безусловно, может считаться кризисной. Доля доминирующей в республике Элистинской ГТ ТЭЦ составляет 95%, что весьма опасно при ее аварийном выходе из строя, такая ситуация также может считаться кризисной. Износ ОПФ энергетики в республике превысил 50% и с позиций ЭБ считается кризисным, при этом налицо тенденция дальнейшего старения этих ОПФ. То же можно сказать и о ситуации с обновлением электроэнергетики.

На основании того, что 56% суммы удельных весов важнейших индикаторов Калмыкии пребывает в зоне кризисных состояний интегральную оценку состояния ЭБ республики Калмыкия в целом можно характеризовать как кризис.

*Республика Дагестан.* В республике с достаточным запасом покрывается максимальная электрическая нагрузка. В достаточных, для удовлетворения собственных потребностей республики в КПП, объемах добывается природный газ. По данным индикаторам ситуация с обеспечением энергетической безопасности в Дагестане характеризуется как приемлемая. В то же время 96%-ная доля доминирования природного газа с позиций ЭБ региона чрезвычайно высока и может считаться кризисной. Наиболее крупным электрогенерирующим источником в республике является Чиркейская ГЭС с располагаемой мощностью 1000 МВт, что составляет 52% всей мощности республики. Этот показатель характеризует предкризисное состояние соответствующего индикатора. Возможности удовлетворения пиково возрастающего спроса на КПП в условиях похолодания на территории федерального округа в республике находятся в области приемлемых значений соответствующего индикатора и могут покрыть спрос в топливе в указанных условиях с достаточным запасом.

В республике за последние пять лет сформировалась тенденция старения ОПФ энергетики (износ ОПФ составил порядка 54%), что характеризуется как кризисный показатель. Также низки темпы обновления электроэнергетики, находящиеся в последние годы на предкризисном уровне. В целом интегральная оценка ЭБ республики Дагестан характеризуется как предкризисная (более 46% суммы удельных весов

важнейших индикаторов регионального уровня находится в зонах кризисных и предкризисных состояний).

В целом, даже по Астраханской области, где ситуация с обеспечением ЭБ характеризуется как приемлемая, по отдельным индикаторам видно, в каком направлении и в каких масштабах должны приниматься меры по улучшению ситуации. По Калмыкии и Дагестану, где ситуация с обеспечением ЭБ далека от приемлемой, такие меры по каждому соответствующему индикатору должны быть еще более интенсивными. Безусловно, общей для всех проблемой является некомпенсируемое старение ОПФ энергетики.

### Заключение

В первую очередь стоит отметить, что подход к анализу ситуации с обеспечением энергетической безопасности может быть схожим для регионов и России, и Азербайджана. В то же время влияние прикаспийских регионов двух стран на обеспечение энергетической безопасности этих стран в значительной степени различается. Если для Азербайджана это влияние во многом определяющее, то для России оно не слишком значительно. Таким образом, в данном случае

на первое место выходят проблемы обеспечения ЭБ самих прикаспийских регионов. При этом основные усилия должны направляться на минимизацию проблемных моментов организации топливно- и энергоснабжения этих регионов, выявленных в процессе индикативного анализа ЭБ на региональном уровне. Что касается Азербайджана, то комплексный анализ масштабов реализации наиболее значимых угроз ЭБ прикаспийского региона показал, что уровень обеспечения ЭБ и этого региона, и страны в целом, определяется ситуацией с развитием и функционированием нефтегазового сектора в регионе.

С учетом сказанного, среди наметившихся отрицательных тенденций в первую очередь следует указать на уменьшение объема экспорта нефтегазового сектора прикаспийского региона Азербайджана в текущем десятилетии. Для долгосрочной перспективы (более 15 лет) такую тенденцию, видимо, нельзя считать отрицательной, особенно если при уменьшении нефтегазового экспорта растет удельный вес неэнергоёмких, наукоемких секторов экономики государства.

Что касается России, то анализ состояния ЭБ в статье показан для прикаспийских регионов. Из таких оценок и вытекает основная направленность действий по реализации необходимых шагов по нормализации ситуации.

Исследования выполнены при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований – грант № АААА-А17-117030310451-0 и Фонда Science Development Foundation under the President of the Republic of Azerbaijan – грант № EIF-BGM-4-RFTF-1/2017-21/09/1.

### ЛИТЕРАТУРА

1. *Энергетика Азербайджана. Проблемы и перспективы развития энергетики Азербайджанской Республики.* URL: <http://matveev-igor.ru/articles/366220>.
2. *Вступительная речь Ильхама Алиева на заседании кабинета министров, посвященном итогам социально-экономического развития в первой половине 2018 г. и предстоящим задачам* URL: <https://ru.president.az/articles/29539>
3. *«Контракт века» 20 лет спустя: небесспорное благо.* URL: [https://www.bbc.com/russian/business/2014/09/140919\\_azerbaijan\\_century\\_oil\\_contract\\_anniversary](https://www.bbc.com/russian/business/2014/09/140919_azerbaijan_century_oil_contract_anniversary)
4. *State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan. Azerbaijan in Figures, 2016.* URL: [http://istmat.info/files/uploads/53204/azerbaijan\\_in\\_figures\\_2016.pdf](http://istmat.info/files/uploads/53204/azerbaijan_in_figures_2016.pdf)
5. *Методика мониторинга состояния энергетической безопасности России на региональном уровне / С.М. Сендеров, Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук и др.* Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. 164 с.
6. *Юсифбейли Н.А., Насибов В.Х. Модели исследования электроэнергетической безопасности Азербайджана // Энергетическая политика, № 3, 2013. С. 50-59.*

7. *Determination of Azerbaijan electric power industry security for long-term periods on the basis of fuzzy deduction / Nasibov V.Kh. Berlin: Journal of Multidisciplinary Engineering Science Studies (JMESS), Vol. 2 Issue 3, March, 2016. pp. 363-373.*

### REFERENCES

1. *Energy of Azerbaijan. Problems and prospects for the development of energy in the Republic of Azerbaijan. URL: <http://matveev-igor.ru/articles/366220>.*

2. *Opening speech by Ilham Aliyev at the meeting of the Cabinet of Ministers dedicated to the results of socio-economic development in the first half of 2018 and the tasks to be addressed. URL: <https://ru.president.az/articles/29539>*

3. *«The Contract of the Century» 20 years later: an indisputable blessing. URL: [https://www.bbc.com/russian/business/2014/09/140919\\_azerbaijan\\_century\\_oil\\_contract\\_anniversary](https://www.bbc.com/russian/business/2014/09/140919_azerbaijan_century_oil_contract_anniversary)*

4. *State Statistical Committee of the Republic of Azerbaijan. Azerbaijan in Figures, 2016. URL: [http://istmat.info/files/uploads/53204/azerbaijan\\_in\\_figures\\_2016.pdf](http://istmat.info/files/uploads/53204/azerbaijan_in_figures_2016.pdf)*

5. *Methods of monitoring the state of Russia's energy security at the regional level / S.M. Senderov, N.I. Pyatkova, V.I. Rabchuk et al. Irkutsk: ISEM SB RAS, 2014. 164 p. (in Russian).*

6. *Yusifbeyli N.A., Nasibov V.Kh. Models of the study of the electricity security of Azerbaijan // Energy Policy, № 3, 2013. P. 50-59 (in Russian).*

7. *Determination of Azerbaijan electric power industry security for long-term periods on the basis of fuzzy deduction / Nasibov V.Kh. Berlin: Journal of Multidisciplinary Engineering Science Studies (JMESS), Vol. 2 Issue 3, March 2016. pp. 363-373.*

Поступила в редакцию  
31.10.2108 г.

УДК 622.324 (470+571+100)

**В.В. Саенко<sup>1</sup>**

## РОССИЯ НА МИРОВОМ РЫНКЕ УГЛЯ: АНАЛИЗ, ПРОГНОЗ И ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ<sup>2</sup>

*Аннотация.* Проанализирована ситуация на мировом рынке угля и место на нем России. Исследовано влияние логистики (железнодорожного транспорта и перевалки в портах) на поставки угля. Приведен прогноз экспорта угля из Российской Федерации на среднесрочный период. Рассмотрены ключевые проблемы, которые необходимо решить для упрочения позиций России на мировом рынке угля.

*Ключевые слова:* угольная промышленность, мировой рынок угля, логистика и ее роль в угольном бизнесе, перспективы экспорта угля из России.

**V.V. Saenko<sup>3</sup>**

## RUSSIA ON THE GLOBAL COAL MARKET: ANALYSIS, FORECAST AND KEY ISSUES

*Abstract.* The paper reviews the situation on the world coal market and the place of Russia there. The influence of logistics (railway transport and transshipment in ports) on coal supplies is studied. A medium-term forecast is provided for coal export from the Russian Federation. The key problems that need to be solved to strengthen Russia's positions on the global coal market are considered.

*Keywords:* coal industry, world coal market, logistics and its role in coal business, prospects of coal export from Russia.

### Введение

Исследования по анализу и прогнозированию развития угольной промышленности в стране ведутся в академических институтах (ИНЭИ РАН, ИСЭМ СО РАН, ИЭиОПП СО РАН, ИНП РАН), Минэнерго России (ЦНИЭИУголь), независимых аналитических центрах (ИНКРУ, Росинформуголь). В последнее время значительный вклад в разработку проблем анализа и перспектив развития угольной промышленности, в том числе на внешнем рынке, внесли работы А.Б. Яновского [1], Ю.А. Плакиткина, Л.С. Плакиткиной [2], А.Б. Ковальчука, А.И. Скрыля [3], И.Г. Таразанова [4].

Россия является одним из лидеров по запасам, добыче и экспорту угля в мире. На ее долю приходится треть мировых ресурсов и пятая часть разведанных запасов угля (более 190 млрд т).

Обеспеченность запасами текущей добычи угля в России составляет более 500 лет. По добыче угля Россия занимает шестое место в мире (5% мировой добычи), а по экспорту – третье место (12% мирового экспорта).

### Анализ мирового рынка угля

Примерно с 2000 г. мировой спрос на уголь начал расти очень высокими темпами и только в последние несколько лет замедлился, а в 2014-2016 гг. и незначительно сократился (только на энергетические угли). Так, за период 2000-2015 гг. мировой спрос на уголь вырос на 64%, а доля угля в мировом потреблении увеличилась с 23 до 29%. Мировое потребление коксующихся углей выросло за этот период примерно в 2,25 раза, а энергетических (включая лигниты) на 57%. При этом абсолютное значение приро-

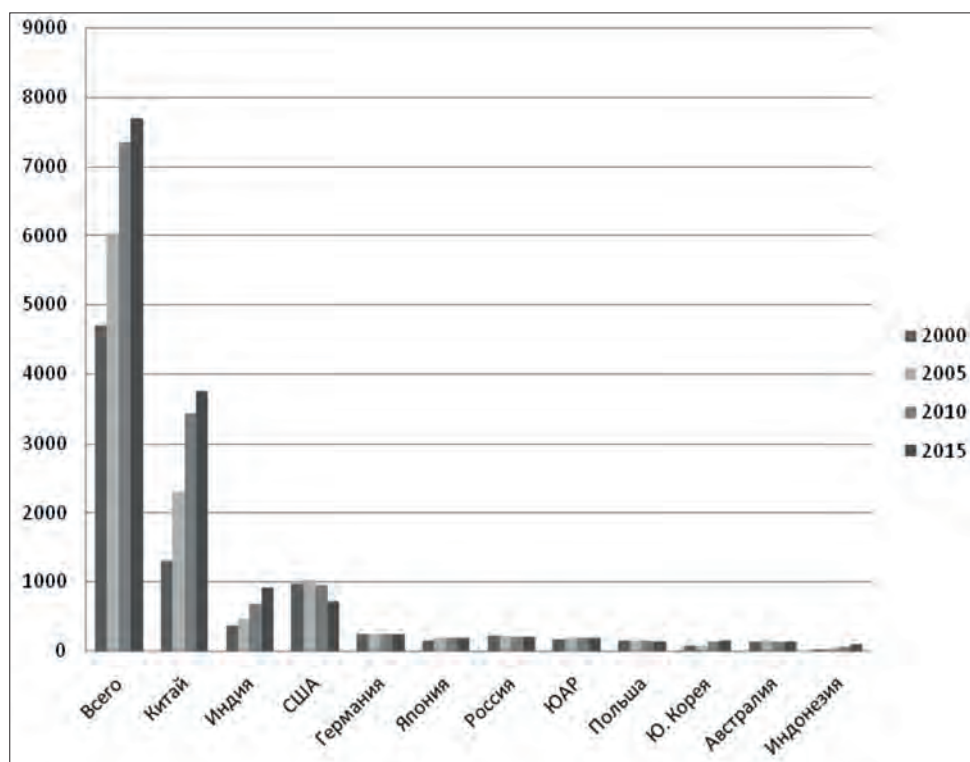
---

<sup>1</sup> Владимир Васильевич Саенко – старший научный сотрудник Института народнохозяйственного прогнозирования (ИНП) РАН, к.э.н., e-mail: vv\_saenko@mail.ru.

<sup>2</sup> При финансовой поддержке гранта РФФИ (Проект №17-02-00397).

<sup>3</sup> Vladimir V. Saenko – Senior Researcher at the Institute for National Economic Forecasts of the Russian Academy of Sciences, PhD in Economics, e-mail: vv\_saenko@mail.ru.





Источники: МЭА [5], Росстат.

**Рис. 1. Динамика мирового потребления угля, млн т**

ста энергетических углей было в 4,1 раза больше, чем коксующихся.

Большую часть прироста потребления углей в рассматриваемом периоде обеспечили развивающиеся страны Азии. Крупнейшими потребителями угля в настоящее время являются Китай (около половины мирового потребления), Индия, США, Германия, Япония, Россия, Южная Африка, Республика Корея (рис. 1).

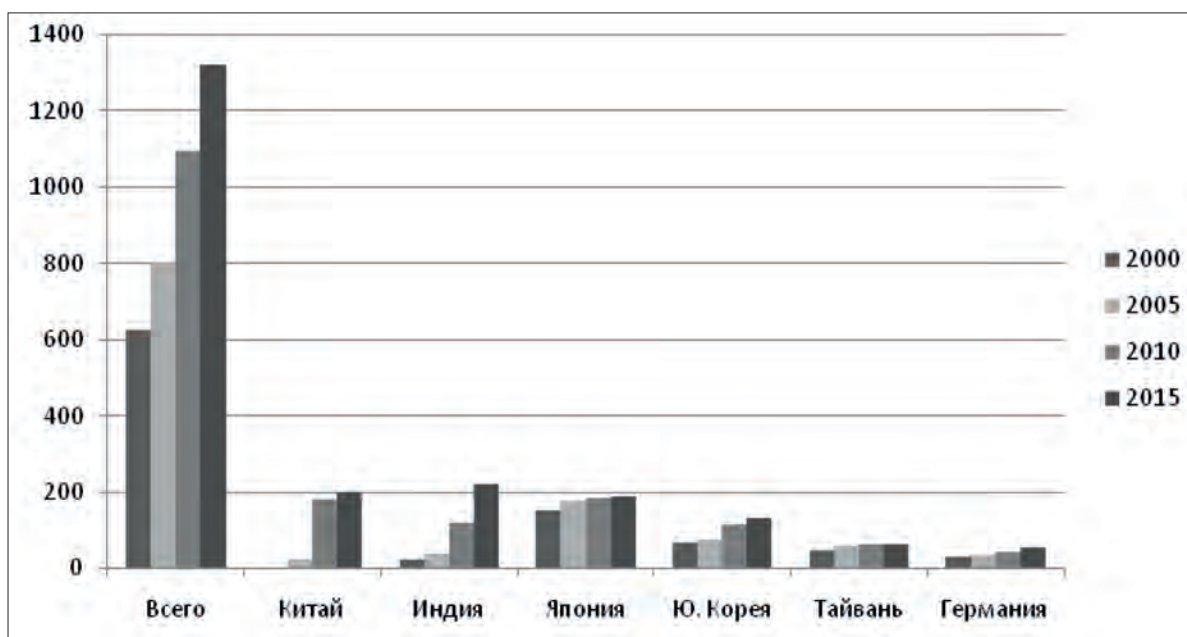
Особенно динамично в рассматриваемом периоде росла торговля углем (в 2,1 раза), достигнув в 2015 г. 1,3 млрд т. Причем примерно 84% прироста обеспечили энергетические угли. На морской транспорт приходится около 88% всей мировой торговли углем в настоящее время. В результате доля торговли углем в его мировом потреблении возросла с 13,3% в 2000 г. до 18,5% в настоящее время.

Крупнейшие импортеры угля находятся в Азии – Китай, Индия, Япония и Республика Корея (рис. 2). На эти страны приходится около 57% суммарного импорта угля. Столь стремительный рост международной торговли углем объясняется следующими причинами:

- устойчивым ростом спроса на уголь стран АТР, в том числе не имеющих собственной развитой угольной базы (Японии, Республике Корея, Тайване, Малайзии и др.);
- сокращением добычи угля в европейских странах (Франции, Великобритании, Германии, Польше);
- решением ряда экологических проблем, связанных с добычей, переработкой и потреблением твердого топлива;
- формированием транснациональных угледобывающих компаний и концентрацией производства в регионах с благоприятными условиями и низкими затратами на добычу и транспортировку твердого топлива.

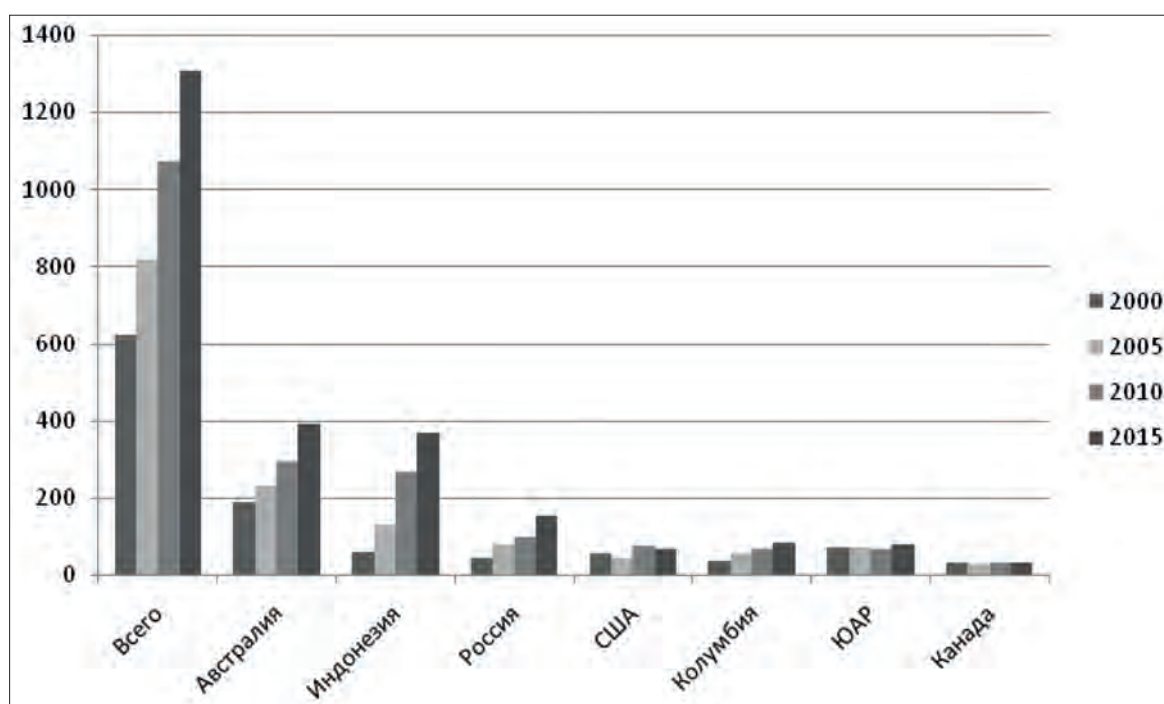
Крупнейшими экспортерами угля в настоящее время являются Австралия, Индонезия и Россия (рис. 3). Эти три страны обеспечили в 2015 г. около 70% мирового экспорта угля. Если Индонезия вывозит практически только энергетические угли, то Австралия и Россия торгуют и энергетическими, и коксующими углями,

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ



Источники: МЭА [5], Росстат.

Рис. 2. Динамика мирового импорта угля, млн т



Источники: МЭА [5], Росстат.

Рис. 3. Динамика мирового экспорта угля, млн т

причем Австралия экспортирует больше коксующихся углей, а Россия – энергетических. Крупными экспортерами коксующихся углей являются также США и Канада.

Экспорт угля из России вырос за рассматриваемый период в 3,4 раза и достиг 152,1 млн т

в 2015 г. (181,5 млн т в 2017 г.), в том числе коксующегося в 2,4 раза, что выше темпов роста мировой торговли твердым топливом. Таким образом, Россия увеличила свою долю на мировом угольном рынке на 4,5%, а по коксующимся углям на 2,2% (табл. 1). Крупнейшими импор-

Таблица 1

Динамика экспорта российского угля, млн т

Показатели	2000	2005	2010	2015
Всего:	44,3	80,1	96,5	152,1
для коксования	8,1	10	10,8	19,3
дальнее зарубежье	38,2	73,3	88,4	139,7
доля России в мировой торговле углем, %	7,1	9,8	9	11,6
доля России в мировой торговле коксующимся углем, %	4,3	4,9	3,9	6,5

Источник: ЦДУ ТЭК, МЭА [5].

терами российского угля в настоящее время являются Республика Корея, Великобритания, Китай и Япония.

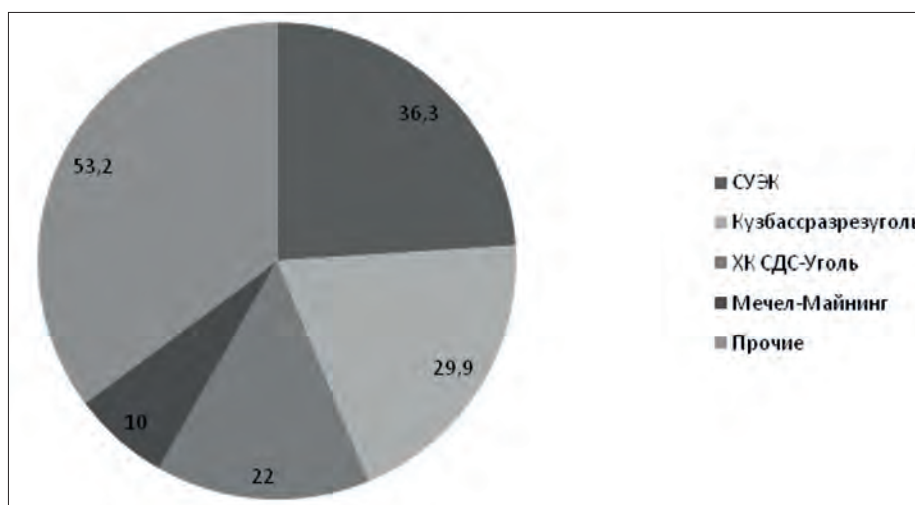
Основным поставщиком угля на мировой рынок является Сибирский ФО (в 2015 г. – 90% экспорта), в том числе Кузбасс – 76%. В дальнее зарубежье поставлялось 90-92% общего объема российского экспорта, причем большая часть экспорта отгружалась через морские порты (около 70% в 2015 г.), в том числе около 50% через восточные. Крупнейшими экспортерами угля являются АО «СУЭК», ОАО УК «Кузбассразрезуголь», АО ХК «СДС-Уголь» и ОАО «Мечел-Майнинг» (рис. 4).

Столь впечатляющие успехи России на мировом рынке угля объясняются его благоприятной конъюнктурой. Цены на уголь начали стремительный рост в 2003 г. и достигли максимума в 2011 г. (229 долл./т для коксующихся и

136 долл./т для энергетических углей, CIF Япония), после чего снизились в 1,7 раза для энергетических и в 2,4 раза для коксующихся углей в 2015 г. (рис. 5). Всего за рассматриваемый период цены CIF Северо-Западная Европа выросли в 1,6 раза, CIF Япония (энергетический уголь) в 2,3 раза и CIF Япония (коксующийся уголь) в 2,4 раза. А на максимуме (в 2011 г. по сравнению с 2000 г.) соответственно в 3,4, 3,9 и 5,7 раза. С начала 2016 г. начался новый цикл роста мировых цен на уголь и к концу 2017 г. цены CIF Северо-Западная Европа и CIF Япония на энергетический уголь достигли 90 долл./т.

## Логистика и ее роль в поставках угля

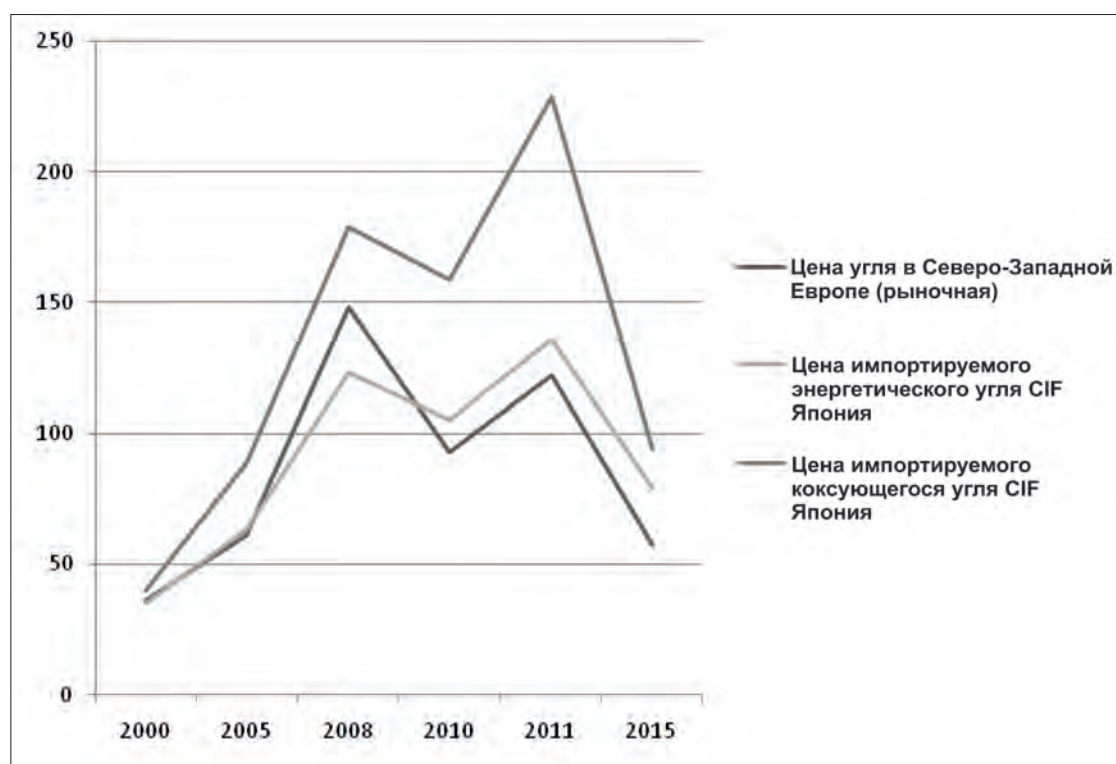
Логистика (железнодорожный транспорт и перевалка в порту) играет важную роль в угольном бизнесе, ее доля в конечной стоимости про-



Источник: журнал «Уголь».

Рис. 4. Крупнейшие экспортеры российского угля в 2015 г., млн т

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ



Источник: ВР.

Рис. 5. Динамика мировых цен на уголь, долл./т

дукта порой доходит до 50 и более процентов в международных поставках. Для сравнения: в нефтяной отрасли затраты на транспорт составляют менее 10%, алюминиевой – 10-20%, металлургии – чуть менее 20%. Анализ показывает, что доля транспорта в цене приобретения энергетического угля в 2015 г. составила 25-35% и значительно меньше в конечной стоимости коксующегося угля – до 15% для потребителей внутреннего рынка (табл. 2).

Что касается внешнего рынка, то тут влияние логистики очень велико. При экспорте энергетического угля, затраты на логистику (железнодорожный транспорт и перевалку в порту) в 2015 г. составили до 55% цены FOB, в том числе на железнодорожный транспорт – 34%. При экспорте коксующихся углей затраты на логистику были несколько меньше – до 37%, в том числе на железнодорожный транспорт – 23% (табл. 3).

Таблица 2

Структура цен приобретения угля на внутреннем рынке (июль 2015 г.), руб./т

Показатели	Поставка энергетического угля в Омск	Поставка энергетического угля в Тулу	Поставка коксующегося угля в Заринск (Алтай)	Поставка коксующегося угля в Екатеринбург
Цена приобретения угля	1890	3100	3810	5900
НДС	288	473	581	900
ЖД транспорт угля	480	1100	245	815
Цена FCA Кузбасс	1122	1527	2984	4185
Доля транспортных затрат в цене приобретения	25%	35%	6%	14%

Источники: Argus, Росстат, оценки автора.

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

Таблица 3

Структура цен экспортируемого из России угля (июль 2015 г.), руб./т

Показатели	Экспорт энергетического угля в Европу	Экспорт энергетического угля в АТР	Экспорт коксующегося угля в АТР
Цена CIF АРА/Япония	3892	4278	6251
Фрахт	363	237	237
Цена FOB (расчет)	3529	4041	6014
Перевалка в порту	706/264*	838/330*	838/330*
ЖД транспорт по России	1193	1386	1386
Цена FCA Кузбасс	1630/2072*	1817/2325*	3790/4298*
Доля ЖД транспорта в цене FOB, %	34	34	23
Доля перевалки в цене FOB, %	20-8*	21-8*	14-6*
Доля затрат на логистику в цене FOB, %	54-42*	55-42*	37-29*

Примечание: \* – перевалка на чужих/собственных терминалах.

Источники: Argus, Росстат, оценки автора.

По оценке АО «Росинформуголь», средний тариф на перевозку угля увеличился за 2000-2015 гг. в 5,5 раза, а в последние 5 лет на 40%. При этом доходы угольщиков от экспорта угля за 2000-2015 гг. увеличились в 26 раз, железнодорожников в 178 раз, а портовиков в 508 раз. Это привело к перераспределению доходов участников процесса экспорта угля от угольных компаний к организациям обеспечивающим его доставку. В результате из-за опережающего роста стоимости транспортировки и перевалки угля, доля угольных компаний в экспортной цене существенно снизилась и в данный момент составляет около ее половины. Высокие затраты

на логистику снижают конкурентоспособность угля как на внутреннем (проигрывает природному газу в электроэнергетике), так и на внешнем рынке.

Определенный интерес представляет сравнение затрат на логистику в России и других странах. Анализ структуры цены FOB основных экспортеров угля позволяет выделить три группы стран. Первая группа – страны с низким удельным весом затрат на логистику. К ним относятся Колумбия и Индонезия (доля затрат на логистику 10-15%). При этом основная часть затрат FOB для этих стран приходится на добычу и обогащение угля (около 70%). Вторая группа

Таблица 4

Структура цены FOB крупнейших экспортеров угля, %

Страны/месторождения	Добыча	Обогащение	Налоги	ЖД транспорт	Загрузка в порту	Итого FOB
Индонезия	40	10	19	24	7	100
ЮАР (откр.)	57	11	0	26	6	100
Колумбия	67	6	15	6	6	100
ЮАР (подзем.)	64	10	0	21	5	100
Индонезия	60	8	21	5	6	100
Австралия, Квинсленд (откр.)	58	4	10	21	7	100
США, NAPP (подзем.)	32	6	13	45	4	100
Австралия, Н. Южн. Уэльс (подзем.)	64	8	9	15	4	100
США, SAPP (подзем.)	38	5	13	41	3	100
Россия	31	11	3	33	22	100

Источник: ИИП РАН.

Таблица 5

Анализ влияния курса рубля на рентабельность экспортных поставок российский углей, руб./т

Курс	45 руб./долл.	60 руб./долл.	80 руб./долл.
Добыча и обогащение угля	1200	1200	1200
Ж/д транспорт угля	1320	1320	1320
Перевалка угля (4 долл.)	180	240	320
Затраты FOB	2700	2760	2840
Цена FOB (80 долл.)	3600	4800	6400
Прибыль от экспорта угля	900	2040	3560
Рентабельность экспортных поставок	25%	43%	56%

Источник: расчеты автора.

– страны со средними значениями затрат на логистику (20-30%) и относительно высокими затратами на добычу и обогащение угля (ЮАР и Австралия). И, наконец, третья группа, в которую входят Россия и США, характеризуется высокими затратами на логистику (45-55%) и средними значениями затрат на добычу и обогащение угля. Причем для России характерно экстремально высокое значение затрат на перевалку угля (до 21%) при средней величине в мире около 6% и очень низкая доля налогов (табл. 4).

Рассмотрим теперь эффективность поставок угля на внутренний и внешний рынок. Как показывают проведенные расчеты (июль 2015 г.), цена FCA Кузбасс при поставках на внешний рынок была выше, чем на внутренний для энергетических углей, а для коксующихся – примерно такая же. Причем эффективность экспорта энергетических углей на рынок АТР была выше, чем на европейский (примерно на 12%), а эффективность экспорта в Европу превышала эффективность внутрироссийских поставок (табл. 2, 3).

Несмотря на то что себестоимость добычи угля на российских месторождениях сопоставима с себестоимостью добычи в других странах-экспортерах угля, FOB цена российского угля была весьма высокой. Как следует из анализа МЭА, российский энергетический уголь по своей FOB цене являлся в период высоких цен самым дорогим, превосходя южноафриканский в 1,5 раза, а индонезийский в 2 раза. Положение резко изменилось в последние четыре года. После падения курса рубля к доллару США, российский энергетический уголь в 2015-2017 гг. (по данным МЭА) по своей FOB цене был на

уровне южноафриканского и индонезийского угля. Что касается российских коксующихся углей, то они были и остаются достаточно конкурентоспособными, особенно на рынке АТР, учитывая то обстоятельство, что маржинальная надбавка на коксующийся уголь выше, чем на энергетический.

Девальвация рубля привела к снижению затрат на добычу и транспорт угля в долларовом исчислении, тогда как выручка в рублевом эквиваленте выросла. В табл. 5 показано влияние курса рубля для условий поставок 2015 г. на рентабельность экспорта российского угля. Совокупные средние затраты на добычу, обогащение и доставку в порт составляют 2520 руб./т – все они номинированы в рублях и не завесят от курса. Перевалка в порту и цена угля FOB номинированы в долларах, поэтому в зависимости от курса рубля к доллару изменяется и их рублевые значения. Это и создает разницу в прибыли и рентабельности экспорта российского угля: она тем выше, чем больше мировые цены угля и курс руб./долл.

**Перспективы экспорта российского угля и связанные с этим проблемы**

По данным ведущих институтов и агентств (МЭА, Exxon Mobil, British Petroleum [6-8] и др.), в среднесрочной перспективе внешний спрос на уголь будет относительно стабильным. Причем если спрос на уголь на рынках стран ОЭСД и Китая будет снижаться, то в странах Южной Азии расти. Причем драйвером роста будет прежде всего Индия. Прогнозы основываются

в первую очередь на уменьшении энергоемкости промышленного производства и расширении использования альтернативных источников энергии: природного газа, возобновляемых источников, а также на широком распространении электромобилей в свете тенденций сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Перспективы развития угольной отрасли в мире (и производства, и потребления) в первую очередь будут определяться климатическим регулированием. На энергетический сектор приходится две трети выбросов парниковых газов. Наиболее значительные выбросы CO<sub>2</sub> в мире образуются при сжигании угольного топлива. Поэтому основные усилия, связанные с уменьшением выбросов парниковых газов, будут направлены на уменьшение потребления угля.

В декабре 2015 г. в Париже страны-члены ООН заключили новое соглашение (после Киотского протокола) по сокращению выбросов парниковых газов. Парижское соглашение уже начало оказывать влияние на угольную сферу, так как множество инвесторов приняли решение ограничить свои вложения в угольные проекты. Это касается как новых проектов по добыче или использованию угля, так и инвестирования в ценные бумаги компаний, занимающихся или связанных с угольным бизнесом. Это сигнал, который будет учитываться при формировании стратегий стран-экспортеров и корпораций по добыче и экспорту угля.

Представляется, что по мере развития климатического регулирования для ряда стран, выступающих конкурентами России в поставках угля на мировой рынок, могут осложниться условия реализации новых проектов в угледобыче. Для развитых стран (США, Канады, Австралии) это может быть выражено в общественном давлении и решениях регулирующих органов по ограничению добычи угля с целью более быстрого перехода к безуглеродной экономике. Для ряда развивающихся стран со слабой собственной финансовой системой крупные объекты в добыче угля могут встретить сложности с финансированием со стороны международных финансовых структур и банков из-за их негативного отношения к углю.

В таких условиях российские экспортные проекты окажутся одними из наиболее конку-

рентоспособных, поскольку они могут быть профинансированы либо за счет средств самих российских угледобывающих компаний, либо с помощью российской финансовой системы. Кроме того, в отрасли существует возможность контроля текущих издержек, которые в существенной части номинированы в рублях.

На основании выполненного анализа и произведенных расчетов на имитационной модели было сформировано целевое видение развития угольной промышленности на среднесрочный период (до 2025 года). Рассмотрены два сценария экспорта угля из России. В сценарии высоких цен на уголь и ослабления рубля можно ожидать более быстрых темпов наращивания внешних поставок твердого топлива за счет улучшения показателей выручки и рентабельности угольной промышленности в целом. В сценарии крепкого рубля и более низких цен рост экспорта угля продолжится, но меньшими темпами. В этом случае прирост внешних поставок будет осуществляться, в том числе, за счет перераспределения объемов угля с внутреннего рынка.

С учетом динамики развития международной торговли углем и поддержания конкурентоспособности экспорта твердого топлива за счет дальнейшего ослабления курса рубля к доллару, можно прогнозировать продолжение тенденции роста российского угольного экспорта. При этом атлантическое направление российского угольного экспорта будет подвержено большему влиянию возможных рисков и потребует более гибкой ценовой политики к основным потребителям для сохранения существующей ниши на этом рынке. Основной прирост потребности в российском угле на внешние рынки обеспечит АТР. В целом экспорт российских углей может возрасти в 2018-2025 гг. на 21-38% и составить в 2025 г. 220-250 млн т. При этом доля восточного направления в экспорте угля возрастет до 60%. Увеличение поставок в АТР будет обеспечено путем частичного замещения индонезийского угля на традиционном для России рынке стран Северо-Восточной Азии, а также существенного расширения его поставок в Индию.

Для увеличения роли России на мировом рынке угля необходимо решить ряд проблем.

Первая – синхронизация мероприятий по развитию объектов добычи угля и логистики (железнодорожной и портовой инфраструктуры) для обеспечения устойчивого экспорта твердого топлива. При этом необходимо создание условий для опережающего роста объемов экспорта угля на рынок АТР, где прогнозируются более высокие темпы роста потребления угля. Для этого необходимо обеспечить в рассматриваемый период реализацию ряда крупных инвестиционных проектов по добыче и обогащению угля:

- освоение Эльгинского угольного месторождения в Республике Саха (Якутия), которое реализует ПАО «Мечел». В соответствии с проектом комплекс в 2021 г. должен добывать 27 млн т угля в год, а обогатительная фабрика выпускать до 23 млн т концентрата;
- развитие комплекса ООО «УК «Колмар», строящего две шахты в рамках ГОК «Денисовский», а также обогатительную фабрику «Денисовская». Добыча и обогащение угля в среднесрочной перспективе составит здесь 6 млн т;
- строительство ГОКа «Инаглинский» (ООО «УК «Колмар») по добыче коксующегося угля и производству высококачественного концентрата мощностью 14 млн т;
- освоение проекта Апсатского каменноугольного месторождения АО «СУЭК» мощностью 3 млн т.

Требуется также развитие сети железных дорог и портовой инфраструктуры для экспорта угля. В части железнодорожного транспорта:

- 1) модернизация железнодорожной инфраструктуры Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей с развитием пропускных и провозных способностей;
- 2) комплексное развитие участка Междуреченск – Тайшет Красноярской железной дороги;
- 3) комплексная реконструкция участка Мга – Гатчина – Веймари – Ивангород и железнодорожных подходов к портам на южном берегу Финского залива;

- 4) комплексная реконструкция участка М. Горький – Котельниково – Тихорецкая – Кореновск – Тимашевская – Крымская с обходом краснодарского узла.

- 5) комплексная реконструкция линий Таманского полуострова.

В части развития портовой инфраструктуры предполагается:

- 1) комплексное развитие мурманского транспортного узла;
- 2) развитие транспортного узла Восточный – Находка;
- 3) создание сухогрузного района морского порта Тамань;
- 4) строительство транспортно-перегрузочного комплекса в бухте Мучке (Хабаровский край);
- 5) строительство угольного перегрузочного терминала морского порта Ванино в районе мыса Бурный (Хабаровский край);
- 6) строительство специализированного угольного перегрузочного комплекса общего пользования в районе мыса Открытый в Приморском крае;
- 7) строительство третьей очереди угольного терминала в порту Восточный.

Решение второй важной проблемы, необходимой для увеличения экспорта угля – это увеличение в экспорте продуктов переработки угля, что обеспечит повышение его эффективности. Доведение качества твердого топлива до мирового уровня и создание на его основе продуктов с высокой добавленной стоимостью снизит также транспортную составляющую в конечной цене угля. Кроме того, необходимо рассмотреть вопрос о введении дифференцированных тарифов на перевозку и перевалку угля (в зависимости от цен на внешних рынках). Это позволит снизить риски убытков угольных компаний при снижении мировых цен на уголь и увеличит расходы на логистику при высоких ценах на энергоресурсы.



### ЛИТЕРАТУРА

1. Яновский А.Б. Основные тенденции и перспективы развития угольной промышленности России // Уголь, 2017, № 8. С. 10-14.
2. Плакиткина Л.С., Плакиткин Ю.А. Угольная промышленность мира и России: анализ, тенденции и перспективы развития. М.: Литтерра, 2017.
3. Краснянский Г.Л., Зейденварг В.Е., Ковальчук А.Б., Скрыль А.И. Уголь в экономике России. М.: Экономика, 2010.
4. Таразанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2015 года // Уголь, 2016, № 3. С. 58-72.
5. Coal Information: Overview 2017. OECD / IEA.
6. Макаров А.А., Григорьев Л.М., Митрова Т.А., Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / ИНЭИ РАН – АЦ при Правительстве РФ. М., 2016.
7. BP Energy Outlook 2018 edition / BP, 2018.
8. Exxon Mobil 2017 Outlook for Energy: A View to 2040.

### REFERENCES

1. Yanovsky A.B. Major trends and prospects for the development of the coal industry in Russia // Coal, 2017, No. 8. P. 10-14 (in Russian).
2. Plakitkina L.S., Plakitkin Yu.A. The coal industry of the world and Russia: analysis, trends and development prospects. Moscow: Litterra, 2017 (in Russian).
3. Krasnyansky G.L., Zeidenvarg V.E., Kovalchuk A.B., Skryl A.I. Coal in the Russian economy. Moscow: Economy, 2010 (in Russian).
4. Tarazanov I.G. The results of the work of the coal industry in Russia in January-December 2015 // Coal, 2016, No. 3. P. 58-72 (in Russian).
5. Coal Information: Overview 2017. OECD/ IEA.
6. Makarov A.A., Grigoriev L.M., Mitrova T.A. World Energy Development Forecast and Russia 2016/ERI RAS – Analytical center under the Government of the Russian Federation. Moscow, 2016 (in Russian).
7. BP Energy Outlook 2018 edition / BP, 2018.
8. Exxon Mobil 2017 Outlook for Energy: A View to 2040.

Поступила в редакцию  
19.10.2018 г.

УДК 621.311:339

С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова<sup>1</sup>

## МЕЖДУНАРОДНАЯ ПОЛИТИКА РОССИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

*Аннотация.* Статья посвящена межгосударственным взаимоотношениям России с зарубежными странами в области электроэнергетики в современных условиях. Описаны внутренние и внешние факторы, определяющие актуальные направления, цели и задачи электроэнергетической политики страны на Евразийском континенте и в глобальном масштабе. Представлены российские участники международной деятельности в электроэнергетике. Рассматриваются проблемы интеграции электроэнергетических систем России и зарубежных стран на Евразийском континенте. Иллюстрируются направления деятельности в международном масштабе российских энергетических компаний.

*Ключевые слова:* электроэнергетика, межгосударственные электрические связи и объединения, общий электроэнергетический рынок, Евразийский континент, СНГ, ЕАЭС, Россия, энергокомпании.

S.V. Podkovalnikov, V.A. Savelyev, L.Yu. Chudinova<sup>2</sup>

## INTERNATIONAL POLICY OF RUSSIA IN ELECTRIC POWER AT THE PRESENT STAGE

*Abstract.* The article is devoted to interstate relations of Russia with foreign countries in the electric power under current conditions. The internal and external factors that determine the current trends, goals and objectives of the country's electric power policy on the Eurasian continent and on a global scale are described. Presented are Russian participants of the international activities in the power industry. The problems of integration of electric power systems of Russia and foreign countries on the Eurasian continent are considered. The areas of activity of Russian power companies on the international scene are illustrated.

*Keywords:* Electric power industry, interstate electric ties and grids, common electric power market, Eurasian continent, CIS, EAEU, Russia, power companies.

### Введение

Международная энергетическая политика России, в том числе в электроэнергетике, является одной из составляющих экономической геополитики страны на мировом и региональном уровнях. В широком понимании она представляет собой целенаправленную систему (совокупность, множество) мероприятий государства в области экспорта/импорта электроэнергии и взаимоотношений с зарубежными странами в научной, технической, информационной и коммерческой деятельности.

Направления, цели и задачи этой политики зависят от многих внутренних и внешних факторов. К ним относятся состояние и проблемы в экономике, финансовой сфере и электроснабжении страны, тенденции в развитии мировой энергетики, а также политическая и экономическая конъюнктура и положение России в регионе и в мире. Существенное влияние на нее оказывают рыночные механизмы в управлении экономикой и энергетикой России и межгосударственных отношениях. Как следствие, проводимая международная электроэнергетическая политика страны изменяется во времени в за-

---

<sup>1</sup> Сергей Викторович Подковальников – заведующий лабораторией, к.т.н., старший научный сотрудник, *e-mail*: spodkovalnikov@isem.irk.ru;

Владимир Александрович Савельев – старший научный сотрудник, +7(3952) 500-646 доп. 438;

Людмила Юрьевна Чудинова – старший научный сотрудник, к.т.н., *e-mail*: chudinova@isem.irk.ru.

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН.

<sup>2</sup> Sergey V. Podkovalnikov – Head of Laboratory, PhD in Engineering, Senior Researcher, *e-mail*: spodkovalnikov@isem.irk.ru;

Vladimir A. Savelyev – Senior Researcher, +7(3952) 500-646 ext. 438;

Lyudmila Yu. Chudinova – Senior Researcher PhD in Engineering, *e-mail*: chudinova@isem.irk.ru

Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

---

висимости от условий ее осуществления. Задачи данной политики России на современном этапе также обуславливаются и необходимостью решения серьезных проблем в развитии и функционировании системы электроснабжения страны [1].

Вместе с тем наша страна располагает богатыми неиспользуемыми энергоресурсами, имеет большой опыт и потенциал в области проектирования и сооружения электроэнергетических объектов, в том числе за рубежом, а также развитые проектные, строительные и монтажно-наладочные организации и энергетическую науку. При этом в наследство от СССР осталась межгосударственная электрическая сеть, которая служит инфраструктурой для межгосударственных отношений на постсоветском энергетическом пространстве и основой для развития межгосударственных электрических связей (МГЭС) с сопредельными странами на Евразийском континенте.

Важную роль играют и международные научные связи России, проведение совместных с учеными зарубежных стран исследований, сотрудничество с международными научными организациями и участие в международных научных и технических мероприятиях. Серьезными научными достижениями России при этом являются прогресс в области безопасной атомной и интеллектуальной энергетики [1, 2]. Таким образом, Россия имеет благоприятные возможности для развития электрических связей и расширения сотрудничества с зарубежными странами в разных областях электроэнергетической деятельности.

Естественно, что направления, цели и задачи международной электроэнергетической политики страны тесно связаны с общими тенденциями и условиями развития энергетики мира [3, 4]. К ним, в частности, относятся увеличение объемов торговли энергоносителями, в том числе электроэнергией на основе расширения МГЭО и интеграции межгосударственных электрических рынков (МЭР). Одновременно усилилась тенденция децентрализации электроснабжения на основе развития распределенной генерации, прежде всего на базе возобновляемых источников электроэнергии. Растет торговля электроэнергетическим оборудованием, активами и инженерно-консультационными услугами.

### Современные направления международной политики России в электроэнергетике

Прежде всего нужно отметить, что Россия, являясь одной из ведущих энергетических держав мира, обеспечивает свою геополитическую роль за счет активной организационной и дипломатической деятельности по обеспечению глобальной энергетической безопасности. При этом основным директивным документом, регламентирующим функционирование энергетики и международную деятельность страны, является Доктрина энергетической безопасности России. Согласно обсуждаемому сейчас проекту такой доктрины на пять лет [5], обеспечение надежного и устойчивого развития энергетики, в том числе и в электроэнергетике, на современном этапе требует расширения ресурсной базы, улучшения состояния основных фондов, развития импортозамещения энергетического оборудования, технологий и сервиса, модернизации и инновационного обновления энергетического хозяйства, развития централизованных и децентрализованных систем энергоснабжения.

Международная электроэнергетическая политика реализуется через международную электроэнергетическую деятельность, в которой участвуют Правительство РФ и заинтересованные министерства (Минэнерго, МИД, Минэкономразвития и др.), органы управления Федеральным оптовым рынком электроэнергии (и мощности), банки (ВТБ, ВЭБ), а также специализированные энергетические, энергомашиностроительные, инжиниринговые и другие компании (ПАО «Интер РАО», Госкорпорация «Росатом», Госкорпорация «Ростех», ПАО «Россети», ПАО «РусГидро», ПАО «Газпром», ПАО «Силовые машины»).

Стабильность и гибкость международной политики России в электроэнергетике в условиях изменяющейся внешней и внутренней политической и экономической обстановки достигается за счет диверсификации направлений и видов электроэнергетической деятельности отдельных участников.

С учетом актуальных проблем, стоящих перед системой электроснабжения России, а также глобальных тенденций в развитии мировой электроэнергетики можно выделить два страте-

гических направления международной электроэнергетической деятельности России на современном этапе. Первое включает мероприятия по развитию межгосударственных электрических связей России с зарубежными странами с целью реинтеграции электроэнергетики страны в постсоветское пространство и далее ее интеграции в Евразийское энергетическое пространство [6, 7]. Эта деятельность объективно ограничена значительной частью Евразийского континента, тяготеющей к России и прилегающим к ней странам ближнего и дальнего зарубежья [4]. Второе направление имеет целью расширение научно-технического и делового сотрудничества России в области электроэнергетики с зарубежными странами и проявляется на постсоветском, евразийском и глобальном уровнях.

Учитывая зарубежный, в частности европейский опыт [6], к задачам, решаемым на первом направлении, относятся:

- поддержание надежности и эффективности электроснабжения страны путем развития генерации и усиления электросетевой инфраструктуры;
- интеграция региональных электроэнергетических рынков с целью увеличения трансграничной торговли электроэнергией и улучшения экологической ситуации в региональном масштабе;
- расширение конкуренции в регионе и использование «эффекта масштаба» (economy of scale) с целью снижения цен на электроэнергию и экономии инвестиций на развитие генерации.

Расширение научного, технического и делового сотрудничества с зарубежными странами в контексте второго стратегического направления международной политики России на современном этапе идет по широкому спектру электроэнергетических мероприятий. К ним относятся участие в строительстве источников электроэнергии, в том числе возобновляемых, на территории зарубежных стран, торговля электроэнергией, генерирующими активами, оборудованием и другими услугами, включая инжиниринговые, в также обмен научно-техническими достижениями и инновациями.

Задачами участников второго стратегического направления международной электроэнергетической деятельности России (их состав

рассматривался выше) в общем представлении являются:

- представление интересов этих субъектов и российской электроэнергетики в политическом, отраслевом и бизнес-пространстве;
- сотрудничество с зарубежными электроэнергетическими компаниями и производителями энергетического оборудования в области модернизации действующих электростанций и сервисном обслуживании;
- привлечение иностранных инвестиций;
- продвижение инжиниринговых услуг на зарубежные рынки с учетом многолетнего опыта в области проектирования, строительства и эксплуатации энергетических объектов;
- мониторинг процессов, происходящих в мировой энергетике;
- взаимодействие с международными организациями и участие в международных экономических и энергетических мероприятиях.

Со своей стороны Россия торгует генерирующими активами на своей территории. Так, иностранные компании, в частности немецкая E.ON, итальянская ENEL, финская Fortum, En+ и другие, владеют пакетами акций таких акционерных обществ и компаний, как ПАО «Юнипро», ПАО «Энел Россия», ПАО «Фортум», ОАО «Евросибэнерго», ТГК-1 и другие. Остановимся на особенностях международной деятельности России в электроэнергетике на современном этапе на выделенных стратегических направлениях.

### **Проблемы международного сотрудничества России в электроэнергетике с зарубежными странами на Евразийском континенте**

Основой международной деятельности России в электроэнергетике на этом направлении служит электросетевая инфраструктура бывшей Единой энергосистемы (ЕЭС) СССР (рис. 1). Эти сети не только объединяют энергосистемы независимых государств – бывших союзных республик на совместную работу [6], но и создают

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

условия для расширения межгосударственных электрических связей России с сопредельными странами. Соответственно можно выделить два территориальных уровня международной электроэнергетической политики России на рассматриваемом стратегическом направлении: первый охватывает постсоветское пространство (ближнее зарубежье), второй – сопредельные страны, которые ранее относились к дальнему зарубежью.

Межгосударственные отношения в электроэнергетике на постсоветском пространстве опираются на тесное политическое и экономическое сотрудничество России со странами-членами Содружества независимых государств (СНГ) и координируются Электроэнергетическим советом (ЭС) этого союза. А взаимоотношения России со странами дальнего зарубежья, как правило, строятся на основе двусторонних договоров и соглашений о сотрудничестве. При этом в реализации конкретных энергетиче-

ских мероприятий на обоих уровнях большую роль играют упоминавшиеся ранее компании.

*Межгосударственные взаимоотношения России на постсоветском пространстве.* Прежде всего следует отметить, что несмотря на сложность взаимоотношений и политические разногласия с отдельными странами-членами СНГ, Россия продолжает торговать с ними электроэнергией и участвовать в развитии их генерации и электрических связей с ЕЭС РФ.

Особенностью взаимоотношений России со странами-членами СНГ в последнее десятилетие является значительное сокращение перетоков электроэнергии (табл. 1). Это объясняется разными факторами: сокращением электропотребления в странах Содружества, политикой отдельных стран СНГ, направленной на обеспечение своей энергетической независимости, таможенными барьерами, высокими ценами на ФОРЭМ. Данное обстоятельство, вообще говоря, противоречит ключевому направлению раз-

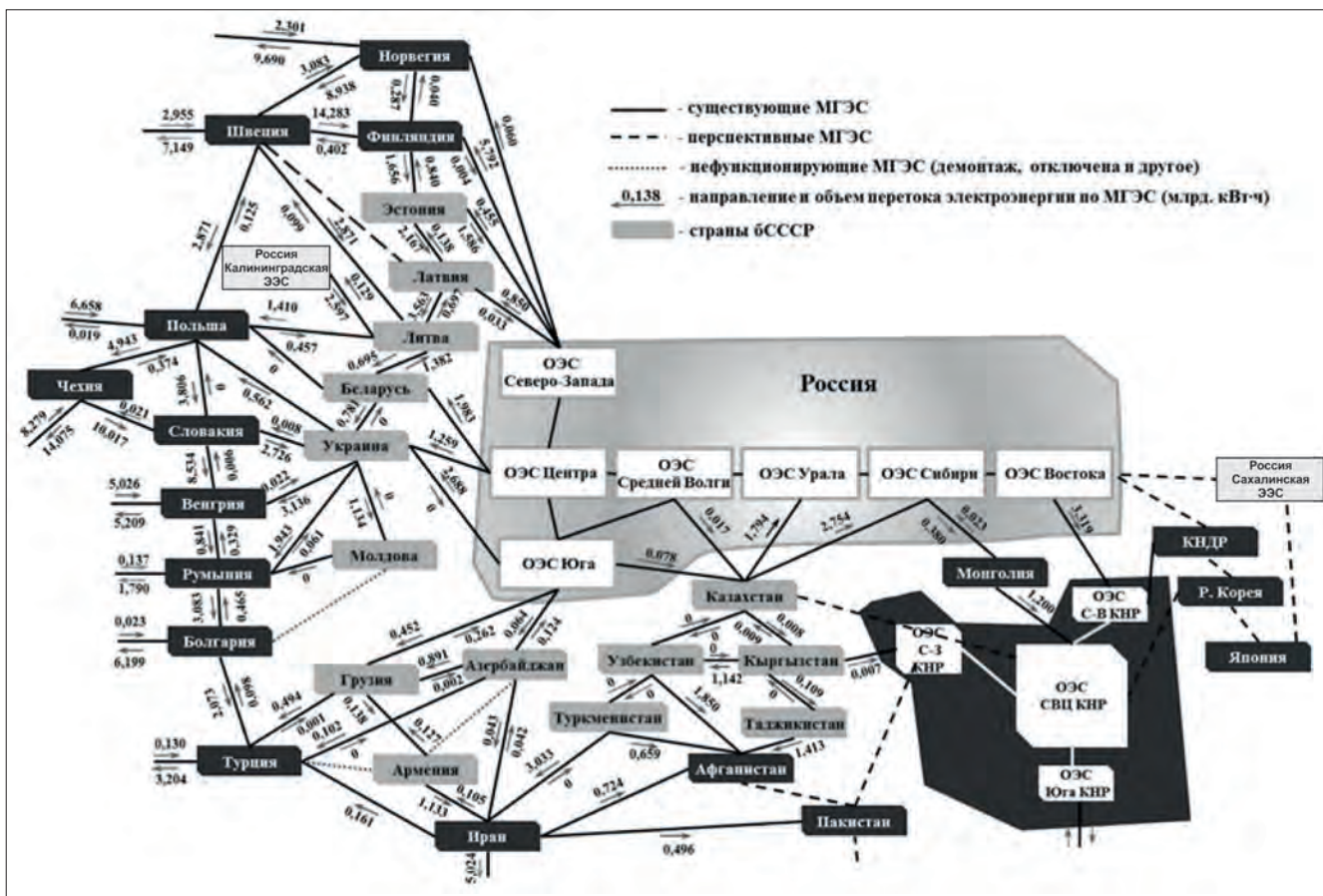


Рис. 1. Межгосударственные электрические связи и обмен электроэнергией между Россией и сопредельными странами Евразии, 2017 г.

Таблица 1  
Динамика обобщенных электроэнергетических показателей бывших республик СССР 1990-2017 гг.

Годы	Установленная мощность электростанций, ГВт						Выработка электроэнергии, ТВт·ч						Общее электропотребление ТВт·ч	Население млн чел.	Удельное электропотребление кВт·ч/чел.	Обмен электроэнергией с другими странами, ТВт·ч		
	Всего	ТЭС	ГЭС-ГАЭС	АЭС	ВИЭ и пр.	Всего	ТЭС	ГЭС*	АЭС	ВИЭ и пр.	ТВт·ч	Передано				Получено	Сальдо	
1990	340,5	238,2	65,1	37,2		1725,7	1279,9	233,8	212,0		1689,8	289,3	5842	180,8	144,9	35,9		
1995	343,3	239,8	66,2	37,3		1292,5	868,5	241,7	182,3		1283,3	290,5	4418	99,4	90,2	9,2		
2000	342,0	238,0	67,1	36,9		1272,6	823,5	230,7	218,4		1265,2	287,9	4394	67,3	59,9	7,4		
2005	346,9	239,8	68,8	38,2	0,0	1400,8	901,1	248,4	251,3	0,1	1381,5	284,6	4853	71,5	52,2	19,3		
2010	363,5	252,1	72,4	38,5	0,5	1506,3	1000,1	242,8	262,1	1,3	1486,5	287,8	5165	47,6	27,8	19,8		
2015	400,9	279,7	78,0	40,5	2,7	1535,7	1010,5	234,5	285,9	4,8	1535,8	294,2	5220	40,1	40,3	-0,1		
2016	415,5	292,1	78,5	41,4	3,5	1567,4	1023,2	258,8	279,9	5,4	1551,6	295,7	5247	44,6	28,9	15,7		
2017	425,9	300,8	79,4	42,2	3,6	1577,6	1012,2	267,4	291,3	6,6	1564,4	296,5	5276	46,2	33,1	13,2		

Источник: База данных ИСЭМ СО РАН.

вития мировой электроэнергетики – интеграции национальных энергетических рынков. Преодолению указанной ситуации может способствовать создание общего электроэнергетического рынка (ОЭР) стран Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Отметим, что сейчас в этот Союз входят Армения, Беларусь, Казахстан, Кыргызская Республика и Российская Федерация. Ожидается, что со временем к нему присоединятся и другие члены СНГ.

Целями создания ОЭР ЕАЭС [8] обозначены: развитие и повышение эффективности рыночных механизмов взаимной торговли электроэнергией, создание условий для беспрепятственного доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики при осуществлении международной политики, а также для доступа производителей и потребителей электроэнергии на рынки государств-членов Союза, снижение темпов роста цен на электроэнергию для конечных потребителей, создание благоприятных условий для инвестирования в объекты энергетики и др. Начало торгов на ОЭР ЕАЭС планируется на 2019 год. Его последующее расширение на другие страны-члены СНГ может способствовать улучшению взаимоотношений России с ними в электроэнергетике.

Участие российских компаний в реализации международной электроэнергетической деятельности страны на рассматриваемом уровне можно проиллюстрировать следующими примерами. Так, «Интер РАО» владеет электроэнергетическими активами Молдавской ГРЭС, грузинских ГЭС «Храми-1» и «Храми-2» и совместно с Казахстаном Экибастузской ГРЭС-2. Компания «РусГидро» участвовала в сооружении Рогунской ГЭС и Сангтудинской ГЭС-1 в Таджикистане. В настоящее время доля российских компаний («Росатома» и «Интер РАО») в акционерном капитале ОАО «Сангтудинская ГЭС-1» составляет более 85%. Кроме того, «РусГидро» владеет активами и осуществляет эксплуатацию ГЭС Севано-Разданского каскада в Армении. «Русгидро» и узбекская государственная гидрогенерирующая компания «Узбекгидроэнерго» подписали соглашение о сотрудничестве в области развития гидроэнергетики Узбекистана. Совместная рабочая группа этих компаний в первом квартале 2019 г. начнет разработку технико-экономического обо-

снования проектов строительства Муллалакской ГЭС мощностью 240 МВт и Верхнепемской ГЭС мощностью 200 МВт [9]. Госкорпорация «Росатом» сооружает Белорусскую АЭС и заключила контракт на сооружение АЭС в Узбекистане.

Таким образом, международная электроэнергетическая политика России на постсоветском пространстве включают проведение скоординированной деятельности по созданию общих электроэнергетических рынков и эффективному вхождению и участию в них российских компаний.

*Межгосударственное сотрудничество России со странами на Евразийском континенте.* Исторически сложились пять регионов международной электроэнергетической деятельности России на этом континенте: Северо-Западный (Скандинавско-Балтийский), Восточно-Европейский, Южный (Кавказско-Малоазиатский), Центрально-Южноазиатский и Восточно-Азиатский [4, 10].

В настоящее время сотрудничество России в этих регионах существенно зависит от складывающихся взаимоотношений со странами-членами СНГ, которые являются посредниками в развитии межгосударственных электрических связей в указанных регионах. Как дополнение к сооружению и усилению МГЭС в отдельных из них сейчас расширяются альтернативные виды электроэнергетической деятельности.

Из-за обострения политических отношений с Украиной и странами Балтии серьезно усложнились проблемы вхождения России в общеевропейский электроэнергетический рынок. Поэтому международная деятельность в электроэнергетике в этих регионах сейчас в основном направлена на электроэнергетический бизнес и содействие развитию генерации на территории сопредельных европейских стран. Речь идет о создании трейдеров для торговли электроэнергией на рынках этих стран, приобретении генерирующих активов и об участии в сооружении электростанций на их территории.

Особую активность здесь проявляет «Интер РАО». Эта компания создала группу компаний АО «INTER RAO Lietuva», в которую входят дочерние компании INTER RAO Latvia, INTER RAO Eesti, RAO Nordic Oy, IRL Polska и Vydantai Wind Park UAB. Эта группа является

ведущим участником электроэнергетического рынка стран Балтии и Скандинавии, а также владеет крупнейшим в странах Балтии ветропарком.

«Росатом» участвует в управлении активами АЭС «Мошковице» в Словакии. Кроме того, эта госкорпорация намечает сооружение АЭС «Пакш-2» в Венгрии. Также проектируются АЭС «Белене» в Болгарии и АЭС «Ханхиви-1» в Финляндии.

Надежды на улучшение электрических связей на европейском направлении отводятся строящейся Белорусской АЭС и проекту трансграничной электропередачи (ТГЭП) для выдачи ее мощности в Польшу и Германию. В ОЭС Северо-Запада строится Ленинградская АЭС-2, которая может способствовать повышению надежности МГЭС в Северо-Европейском регионе.

Здесь следует отметить, что, вообще говоря, участие в развитии генерации является альтернативой развитию межгосударственных электрических связей как средства их интеграции в общий электроэнергетический рынок на Евразийском континенте. Однако ориентация в основном на сооружение атомных электростанций при недостатке маневренных мощностей и повышении доли возобновляемых источников создает проблемы с обеспечением рационального режима их энергоотдачи. Это остается важным фактором для интеграции энергосистем стран региона в Евразийское континентальное энергообъединение.

Важнейшим направлением современной геополитики России в Южном регионе является расширение сотрудничества с Турцией и Ираном. Взаимоотношения с этими странами опираются на политические и экономические взаимосвязи России со странами Кавказа (Арменией, Азербайджаном, Грузией, Абхазией и Южной Осетией).

Развитие сотрудничества в электроэнергетике в этом регионе на современном этапе направлено на расширение существующих и создание новых МГЭС и помощь в развитии генерации. В настоящее время ведется режимный обмен электроэнергией Россией с Грузией и Азербайджаном, «Интер РАО» продает электроэнергию в Турцию и управляет там активами ТЭС «Тра-

кия» мощностью 478 МВт. Решается вопрос о сооружении ТГЭП между Ираном и Азербайджаном. А «Росатом» и «РусГидро» участвуют в строительстве АЭС «Бушер» в Иране и АЭС «Аккую» в Турции, которое ведется при политической поддержке руководства России. Тем самым создаются благоприятные условия для включения данного региона в Евразийское континентальное МГЭО.

Государства Центральной Азии, являясь в определенной степени объектами российской внешней электроэнергетической политики, также могут выступать в качестве транзитной зоны для выхода России на электроэнергетические рынки стран Южной Азии. Основным интегрирующим фактором для включения в Южноазиатское МГЭО государств Центральноазиатского региона (Казахстана, Кыргызстана, Узбекистана, Таджикистана и Туркменистана) являются богатейший гидроэнергетический потенциал Таджикистана и Кыргызстана и запасы таджикского и туркменского природного газа. Реализация этих ресурсов рассматривается как средство экономического развития не только самих среднеазиатских стран, но и стран Южной Азии. С этой целью Мировой банк развития разработал ряд проектов межгосударственных электрических связей указанных стран со странами Южной Азии (Пакистаном и Индией), в том числе – проект CASA-1000 [4]. К его реализации проявляет интерес и Россия. Инфраструктуру этих проектов составляют существующие и перспективные электрические сети Таджикистана, Кыргызстана и Афганистана. Однако из-за сложной политической обстановки в этой стране их реализация откладывается на неопределенный срок.

Особое значение в геополитике и международной энергетической политике России на современном этапе придается Восточно-Азиатскому региону. Имеется в виду сотрудничество нашей страны со странами Восточной Азии (КНР, Японией, Республикой Корея, Монголией и КНДР), а также со странами АТР [6]. Существующие МГЭС России в этом регионе очень слабы и представлены только несколькими ТГЭП для приграничной торговли и ТГЭП, соединяющими ОЭС Сибири и ОЭС Востока с локальными энергосистемами Монголии и Китая.



Несмотря на многочисленные научные исследования и предпроектные разработки [1, 11], показавшие высокую эффективность интеграции электроэнергетических секторов России и восточно-азиатских стран, возможности расширения МГЭС и формирования МГЭО в СВА пока ограничены. Это объясняется политической и экономической разобщенностью стран региона, в том числе сложной политической обстановкой на Корейском полуострове и отсутствием мирного договора с Японией. При этом международная политика России в электроэнергетике в этом регионе вынужденно связана с позицией Китая, являющегося лидером в электроэнергетике не только в Северо-Восточной Азии, но и во всем мире. Это породило и глобальные амбиции этого государства. В частности, им создана организация Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (GEIDCO), которая призвана способствовать продвижению идеи электроэнергетической интеграции в глобальном масштабе [7].

Первоочередной задачей международной политики России в электроэнергетике в Восточно-Азиатском регионе на современном этапе является содействие реализации наиболее эффективных проектов ТГЭП Владивосток – Пхеньян – Сеул и Сахалин – Хоккайдо, связывающих ОЭС Востока с Республикой Корея и Японией [11].

Из альтернативных направлений межгосударственной политики России в Восточно-Азиатском регионе следует отметить участие России в развитии генерации в Монголии и атомной энергетики в КНР. В частности, «Росатом» строит крупнейшую АЭС «Тяньвань» и получила контракты на сооружение еще четырех новых реакторов для АЭС «Сюйдапу» и АЭС «Тяньвань-2», в том числе демонстрационного реактора на быстрых нейтронах.

### **Развитие технического, экономического и делового сотрудничества России в мировой электроэнергетике**

Данное стратегическое направление международной политики России в электроэнергетике соответствует современной тенденции глобализации экономики и всех областей деятельности

людей с целью обеспечения устойчивого развития человеческой цивилизации.

Из-за большого числа участников и многообразия осуществляемых ими мероприятий описать их участие в реализации международной политики России в электроэнергетике не представляется возможным. Поэтому ограничимся важнейшим видом этой деятельности – участием основных из указанных выше компаний в развитии генерации на территории зарубежных стран.

Руководствуясь в основном рыночными интересами, эти компании самостоятельно или совместно с российскими и зарубежными партнерами сооружают атомные, гидравлические электростанции, возобновляемые источники электроэнергии. Их современные интересы направлены на развивающиеся рынки стран Африки и Латинской Америки и формирующиеся рынки Ближнего и Среднего Востока, Юго-Восточной и Центральной Азии (рис. 2, 3).

В частности, «РусГидро» в этих регионах построены и успешно эксплуатируются ГЭС «Шикапа» и ГЭС «Каланда» (Ангола), ГЭС «Даинкоава» (Нигерия), ГЭС «Сальто Гранде» (Аргентина), ГЭС «Пьедардель Агила» (Аргентина), ГЭС «Балимела» (Индия) и ГЭС «Бхакра» (Индия). Эта компания выполняет работы на гидроузле Верхний Сианг (Индия), ГЭС «Секаман-1» и «Секаман-2» (Лаос).

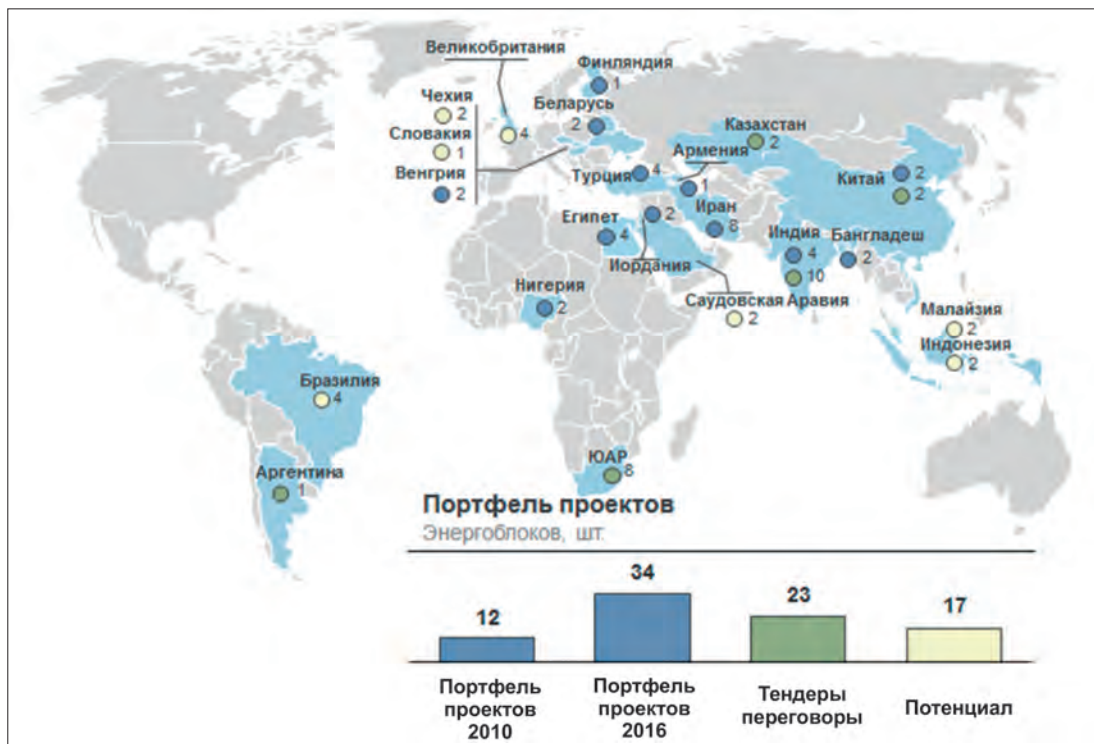
«Росатом», кроме сооружения АЭС в сопредельных странах, строит уже упоминавшиеся АЭС «Куданкулам» в Индии и «Руппур» в Бангладеш, АЭС «Эль-Дабаа» в Египте. Госкорпорация подписала контракт на поставку оборудования для гидроэнергетики ЮАР. «Росатом» занимает первое место в мире по величине портфеля зарубежных проектов (36 энергоблоков в 12-ти странах).

ПАО «Силовые машины» оснастило оборудованием 27 атомных электростанций за рубежом. За последние 10 лет эта компания поставила генерирующее оборудование для ГЭС в Аргентине, Чили, Мексике, Бразилии.

### **Заключение**

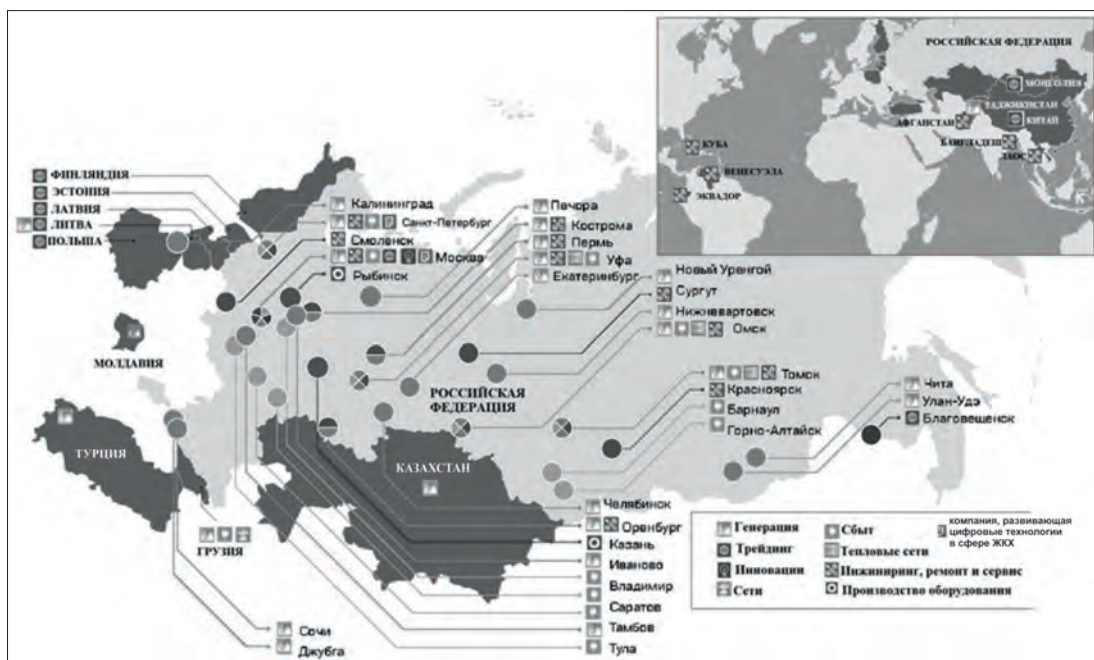
Как следует из сказанного, особенностями международной политики России в электроэнергетике на современном этапе является раз-

## НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ



Источник: Итоги деятельности «Росатома» за 2016 г.

Рис. 2. Карта зарубежного присутствия Госкорпорации «Росатом»



Источник: Годовой отчет 2017. Интер РАО ЕЭС.

Рис. 3. География деятельности «Интер РАО»

нообразии направлений электроэнергетической деятельности. Это позволяет обеспечить российским участникам определенный успех в конкурентной борьбе с представителями мирового электроэнергетического бизнеса, эффективно внедряясь в зарубежные электроэнергетические рынки, закрепляя на них свои позиции и расширяя присутствие в не всегда благоприятных экономических условиях.

В числе актуальных задач данной политики следует назвать необходимость совершенствования функционирования межгосударственного электроэнергетического объединения на постсоветском пространстве. Серьезного внимания требует и расширение межгосударственных электрических связей со странами Восточной Азии.

### ЛИТЕРАТУРА

1. *Обоснование развития электроэнергетических систем: методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др. Отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015. 448 с.*

2. *Инновационная электроэнергетика – 21 / под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. М.: Энергия, 2017. 584 с.*

3. *Макаров А.А. Мировая энергетика и евразийское энергетическое пространство. М.: Энергоатомиздат, 1998. 280 с.*

4. *Марченко О.В., Подковальников С.В., Савельев В.А., Соломин С.В. Чудинова Л.Ю. Россия в евразийской энергетической интеграции // Мировая экономика и международные отношения. 2018. Т. 62, № 6. С. 18-29.*

5. *Доктрина энергетической безопасности России (концептуальные утверждения). URL: <https://gigabaza.ru/doc/80918.html>.*

6. *Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. Новосибирск: Наука, 2008. 239 с.*

7. *Лю Чжэнья. Глобальное энергетическое объединение. Пер. с кит. М.: Изд. дом МЭИ, 2016. 512 с.*

8. *Евразийская экономическая комиссия. Энергетика инфраструктура. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/Pages/default.aspx>.*

9. *«РусГидро» и «Узбекгидроэнерго» расширяют сотрудничество в области гидроэнергетики. URL: <http://www.rushydro.ru/press/news/106889.html/>*

10. *Электроэнергетическая интеграция России и евразийское энергетическое пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов / Беляев Л.С., Воропай Н.И., Марченко О.В., Подковальников С.В., Савельев В.А., Соломин С.В., Чудинова Л.Ю. // Энергетическая политика, 2016. Вып. 1. С. 26-36.*

11. *Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Перспективы кооперации и интеграции электроэнергетики России и стран Северо-Восточной Азии // Проблемы прогнозирования. 2015. № 4. С. 118-130.*

### REFERENCES

1. *Obosnovanie razvitiya elektroenergeticheskikh sistem: metodologiya, modeli, metody, ih ispol'zovanie / N.I. Voropaj, S.V. Podkoyal'nikov, V.V. Trufanov i dr. Otv. red. N.I. Voropaj. Novosibirsk: Nauka, 2015. 448 s.*

2. *Innovacionnaya elektroenergetika – 21/pod red. V.M. Batenina, V.V. Bushueva, N.I. Voropaya. M.: Energiya, 2017. 584 s.*

3. *Makarov A.A. Mirovaya energetika i Evrazijskoe energeticheskoe prostranstvo. M.: Energoatomizdat, 1998. 280 s.*

4. *Marchenko O.V., Podkoyal'nikov S.V., Savel'ev V.A., Solomin S.V. Chudinova L.Yu. Rossiya v Evrazijskoj energeticheskoy integracii // Mirovaya ehkonomika i mezhdunarodnye otnosheniya. 2018. T. 62, № 6. S. 18-29.*

5. *Doktrina energeticheskoy bezopasnosti Rossii (konceptual'nye utverzhdeniya). URL: <https://gigabaza.ru/doc/80918.html>.*

6. *Belyaev L.S., Podkoyal'nikov S.V., Savel'ev V.A., Chudinova L.Yu. Effektivnost' mezhgosudarstvennykh elektricheskikh svyazey. Novosibirsk: Nauka, 2008. 239 s.*

7. Lyu Chzhehn'ya. *Global'noe energeticheskoe ob'edinenie*. Per. s kit. M.: Izd. dom MEI, 2016. 512 s.

8. *Evrazijskaya ehkonomicheskaya komissiya. Energetika infrastruktura*. URL: <http://www.eurasiancommission.org/ru/act/energetikaiinfr/Pages/default.aspx>.

9. *RusGidro i Uzbekgidroenergo rasshiryayut sotrudnichestvo v oblasti gidroenergetiki*. URL: <http://www.rushydro.ru/press/news/106889.html/>

10. *Elektroenergeticheskaya integraciya Rossii i Evrazijskoe energeticheskoe prostranstvo: usloviya i rol' gidroenergeticheskikh resursov* / Belyaev L.S., Voropaj N.I., Marchenko O.V. Podkoyal'nikov S.V., Savel'ev V.A., Solomin S.V., Chudinova L.Yu. // *Energeticheskaya politika*, 2016. Vyp. 1. S. 26-36.

11. Podkoyal'nikov S.V., Savel'ev V.A., Chudinova L.Yu. *Perspektivy kooperacii i integracii elektroenergetiki Rossii i stran Severo-Vostochnoj Azii*//*Problemy prognozirovaniya*. 2015. № 4. S. 118-130.

Поступила в редакцию  
22.11.2018 г.

УДК 621.311 (469)

А.М. Сумин<sup>1</sup>

## РЕФОРМИРОВАНИЕ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ: ОПЫТ ПОРТУГАЛИИ

*Аннотация.* Рассмотрена специфика португальского рынка электроэнергии. Проанализированы вызовы, с которыми сталкивались участники рынка и проблемы, порожденные глобализацией. Перечислены риски, которыми сопровождается трансформация рынка электроэнергии в стране. Показаны факторы, влияющие на энергетическую безопасность Португалии в результате изменений на мировых энергетических рынках. Сделаны выводы о потенциале Португалии для расширения российского присутствия на мировых энергетических рынках и применимости португальского опыта реформирования электроэнергетики к российским условиям.

*Ключевые слова:* Португалия, Россия, электроэнергетика, возобновляемые источники энергии, энергетическая безопасность, глобализация, энергетическая политика, энергетические интересы России.

А.М. Sumin<sup>2</sup>

## TRANSFORMATION OF AN ELECTRICITY MARKET: PORTUGAL'S EXPERIENCE

*Abstract.* The article considers the specifics of the Portuguese electricity market. Analyzed are the challenges faced by participants in the Portuguese electricity market, as well as the challenges posed by the globalization. The risks that accompany the transformation of the electricity market in the country are listed. Factors affecting Portugal's energy security as a result of changes in global energy markets are shown. Conclusions are made about the potential of Portugal for the further expansion of the Russian presence in the global energy markets and the applicability of the Portuguese experience of reforming the electric power industry to the Russian conditions.

*Keywords:* Portugal, Russia, electric power industry, renewable energy sources, energy security, globalization, energy policy, energy interests of Russia.

### **Общая характеристика и специфика португальского рынка электроэнергии**

Структура португальской электроэнергетики является отражением экономической географии и истории этого государства. Португалия не располагает собственными значимыми месторождениями ископаемых энергоносителей, и этот фактор как никакой другой традиционно определяет структуру генерирующих мощностей в стране. Португалия не входила в число промышленно развитых стран в новой и новейшей истории и не имела большую численность населения. Поэтому потребление энергии оставалось на незначительном по западноевропей-

ским меркам уровне и полностью покрывалось за счет внутренних источников. Потребление энергии стало заметно расти только начиная с первой половины XX в. с началом индустриализации. Находившееся у власти правительство А. Салазара с конца 1920-х гг. проводило курс на форсированное развитие промышленности и сельского хозяйства. Сохранявшая формальный нейтралитет в годы Второй мировой войны Португалия вела активную торговлю с обеими воюющими сторонами, а после окончания войны грамотно воспользовалась взрывным спросом на продукцию добывающей и обрабатывающей промышленности, сельского хозяйства в восстанавливавшейся на средства Плана

---

<sup>1</sup> Андрей Михайлович Сумин – ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, к.ю.н., e-mail: andrey-sumin@rambler.ru;

<sup>2</sup> Andrey M. Sumin – Senior Research Fellow of the Institute for Oil and Gas Problems RAS, PhD in Law, e-mail: andrey-sumin@rambler.ru.

Маршалла Западной Европе. Перечисленные факторы способствовали длительному экономическому росту и в самой Португалии и, как следствие, резкому росту спроса на электроэнергию. Поскольку правительство Салазара делало упор на стимулировании экономики за счет внутренних резервов и снижении зависимости от импорта, страна уже в послевоенные годы столкнулась с дефицитом энергоносителей для генерации электроэнергии. Именно тогда и по этой причине был взят курс на развитие генерирующих мощностей на основе ВИЭ, и уже в 1950-е гг. Португалия стала ведущим европейским производителем «зеленой» электроэнергии. В тот период упор делался на развитие гидроэнергетики. По всей стране была сооружена сеть малых и средних ГЭС. Наиболее масштабным гидроэнергетическим проектом, не утратившим актуальности и поныне, является комплекс из водохранилища и двух электростанций в Алькуэле. Планы строительства ГЭС появились еще в 1957 г., когда Салазар принял решение перейти на самообеспечение страны зерновыми посредством развития экстенсивного сельского хозяйства. План начал воплощаться в жизнь только в 1978 г., уже после свержения авторитарного режима и последовавшей за ним аграрной реформы. Но экономические проблемы тогдашней Португалии свели на нет и продолжение аграрной реформы, и строительство ГЭС. Реализация проекта возобновилась лишь в 1995 г. при финансовой поддержке Евросоюза и обошлась в итоге в 2 млрд евро. Региональные власти и компании, реализовывавшие проект, обещали создать 20 тыс. рабочих мест. Крупнейшее в Европе водохранилище площадью в 250 км<sup>2</sup> начали заполнять в 2002 году. Проект предусматривает строительство комплекса ГЭС и солнечной электростанции, а также оросительных каналов общей протяженностью 5 тыс. км, которых должно хватить на орошение 110 тыс. га засушливых почв региона. Завершение проекта планируется на 2025 год. Критики проекта указывают на высокую себестоимость производимой на указанных площадях сельхозпродукции – фруктов, оливок и винограда – в период высокой конкуренции на мировом и европейском рынках продовольствия. К тому же не все орошаемые площади в силу почвенных особен-

ностей подходят для возделывания. Протестовали и экологические организации: на отведенных под проект площадях вырублено и планируется вырубить около 1 млн деревьев, при этом будет затронут ареал обитания 240 видов животных и птиц. Невзирая на протесты, авторы проекта и региональные власти продолжают работы. Тем более что регион заинтересовал и иностранных инвесторов: производители оливок из Испании и компании из Голландии, специализирующиеся на выращивании томатов, активно скупали земельные участки в зоне водохранилища. Вдобавок регион стал интересен мелким предпринимателям и гостиничному бизнесу, которые планировали превратить побережье водохранилища в престижную курортную зону. Финансовый кризис 2008 г. сильно ударил по планам многих инвесторов и сократил их число, но проект реализуется, хотя и медленно.

Для генерации энергии в Португалии используются также ископаемые энергоносители: уголь (в незначительном количестве), нефтепродукты и природный газ. Спецификой португальской энергетики является тот факт, что природный газ, как источник энергии, появился на рынке только в 1990-е гг. и пока еще не получил широкого распространения. До 2006 г. реализацией природного газа в стране занималась одна-единственная компания, совладельцами которой были нефтяная фирма Galp и итальянский энергетический концерн ENI. Большая часть газа импортируется по газопроводу из Алжира; поставки осуществляются по принципу «бери или плати». В 2004 г. в г. Синеш был введен в эксплуатацию терминал по приемке СПГ, который поставляется в основном из Нигерии. Именно Португалия (наряду с Испанией) является основным покупателем американского СПГ в Европе. Россия до недавнего времени не поставляла природный газ в Португалию, поскольку идущие в Европу из России газопроводы не доходят до Иберийского полуострова [1]. Ситуация изменилась в последнее время, когда на португальский рынок начал поступать российский СПГ с Ямала. Так, в 2017 г. Португалия импортировала 553 млн кубометров российского СПГ [2]. Причин тому две. Во-первых, португальские власти стали придерживаться общемировой тенденции на ди-

версификацию поставщиков энергоносителей. Во-вторых, Португалия наряду с Испанией располагает самой развитой в Европе инфраструктурой для импорта СПГ.

Имеющиеся регазификационные мощности позволяют гибко реагировать на ценовые колебания мирового рынка СПГ в пользу наиболее привлекательных предложений. Именно ценовой фактор поспособствовал тому, что в 2018 г. Португалия практически перестала закупать американский СПГ: последняя партия была доставлена из США в январе 2018 г., на пике зимнего потребления. Причем прекращение импорта СПГ из Северной Америки совпало с началом импорта российского газа с Ямала. С начала 2000-х гг. использование газа в Португалии растет, как раз благодаря именно его использованию для генерации электроэнергии [3, с. 1]. В настоящее время в Португалии насчитывается шесть региональных компаний, занимающихся сбытом газа на энергорынке страны. Все они в той или иной степени контролируются национальным энергетическим концерном Energias de Portugal.

Еще одной отличительной особенностью электроэнергетики Португалии является отсутствие в стране АЭС. После «революции гвоздик» 1974 г. и начала политико-экономических преобразований новое правительство рассматривало возможность развития в стране атомной энергетики. Но эти планы так и остались нереализованными в силу широкого общественного неприятия. 15 марта 1976 г. жители расположенной в центральной Португалии деревни Феррел провели демонстрацию против планов строительства по соседству атомной электростанции. Эти и другие протесты заставили власти отказаться от развития атомной энергетики. С тех пор, несмотря на неоднократно выдвигавшиеся международными инвесторами предложения построить в разных районах страны АЭС, сменявшие друг друга коалиционные правительства Португалии даже не рассматривали такие планы.

В настоящее время значительная часть электроэнергии в стране по-прежнему производится из импортируемых ископаемых энергоносителей. Поэтому португальские власти делают особый упор на дальнейшее развитие генерации из

ВИЭ, особенно ветро- и солнечной энергетики. Реформа рынка электроэнергии стала новым импульсом для развития генерации из ВИЭ. В 2001 г. правительство Португалии запустило так называемую Программу – Е4 («повышение энергоэффективности экономики и развитие электрогенерации из имеющихся в стране источников энергии»). Целью программы были провозглашены сбалансирование рынка электроэнергии, формирование целостного подхода к спросу и предложению электроэнергии и повышение надежности функционирования энергетических систем страны. Особый упор был сделан на повышение энергетической эффективности экономики и развитие производства электроэнергии из имеющихся в стране ВИЭ. Результатами программы должны были стать повышение конкурентоспособности португальской экономики, модернизация социальной структуры общества и решение экологических проблем путем снижения нагрузки на окружающую среду – прежде всего путем снижения выбросов углерода в атмосферу [4]. В период 2002-2007 гг. профильные ведомства сосредоточились на реализации двух задач. Первая заключалась в расширении использования природного газа и постепенном снижении удельного веса угля и нефтепродуктов в энергетике. К слову, португальское правительство намерено к 2030 г. полностью прекратить угледобычу в стране и заменить угольную генерацию электроэнергии на ВИЭ [5]. Второй задачей стала рыночная либерализация электроэнергетики, выразившаяся в создании конкурентной среды, снижении уровня административного регулирования и привлечении частных инвесторов в этот сектор, ранее принадлежавший исключительно государству [4].

По подсчетам португальских экспертов, к 2010 г. было построено дополнительных совокупных мощностей – 4,5 тыс. МВт [3, с. 11]. В 2011 г. из ВИЭ было выработано 2956 МВт электроэнергии, по этому показателю Португалия вошла в десятку крупнейших мировых производителей «зеленой» электроэнергии. Большая часть этой электроэнергии была выработана консорциумом португальского энергетического концерна EDP (частично принадлежит китайским инвесторам) и испанского конгломерата

Endesa. В 2012 г. почти половина электричества в Португалии была выработана из ВИЭ (в 2008 г. – только 28%). Тем самым Португалия уже сегодня превзошла поставленную Еврокомиссией задачу о 35%-доле электроэнергии из ВИЭ к 2020 году. В 2013 г. удельный вес «зеленой» электроэнергии в общем объеме энергопотребления составил 25,7% [6]. В последующие годы «зеленая» энергетика продолжала ставить все новые рекорды. Так, в 2014 г. потенциала ВИЭ хватало для удовлетворения 63% потребностей страны в электроэнергии [7], а в 2016 г. 58% всей португальской электроэнергии было произведено из ВИЭ [8]. В феврале 2016 г. генерация электроэнергии из ВИЭ была способна покрыть уже 95% от общего энергопотребления в стране, а в мае того же года произведенная из ВИЭ электроэнергия полностью обеспечивала потребности страны в течение четырех дней непрерывно – рекордный показатель не только в Португалии, но и во всей Европе [9].

Засуха 2017 г. сильно ударила по альтернативной энергетике (прежде всего по гидроэнергетике): удельный вес «зеленой» электроэнергии в общем объеме потребления сократился до 41,8% по сравнению с 58% в 2016 г. [10]. Удельный вес ВИЭ в общем объеме генерации 2017 г. распределился следующим образом: ветроэнергетика 21,6% (рост по сравнению с 20,7% в 2016 г.), гидроэнергетика 13,3% (падение по сравнению с 28,1% в 2016 г.), производство электроэнергии из биомассы 5,1% (тот же показатель, что и в 2016 г.), солнечная энергетика 1,6% (рост по сравнению с 1,4% в 2016 г.), геотермальная энергетика 0,4% (0,3% в 2016 г.) и совсем небольшое, в пределах статистической погрешности, производство электричества из энергии приливов и отливов на Азорских островах. На них, к слову, 24% всей электроэнергии вырабатывается на геотермальных источниках [11].

Зависимость альтернативной энергетике от климатических условий заставила португальскую общественность и власти критичнее оценить место ВИЭ в энергоснабжении страны. Португальское правительство в 2000-е гг. всемерно поощряло развитие ВИЭ. В результате было создано избыточное количество генерирующих мощностей в ветроэнергетике, производимой ветроэнергетикой электроэнергией хвата-

ло для удовлетворения 44% потребностей страны в период пикового спроса. В итоге власти забили тревогу, поскольку производительность ветроэнергетики зависит от погодных условий. Кроме того, установка ветрогенераторов требует создания дорогостоящей передающей инфраструктуры в зачастую отдаленных районах. Следуя общемировой моде гипертрофированной поддержки производства электроэнергии из ВИЭ, в Португалии установили искусственно завышенные, гарантированные государством закупочные тарифы на «зеленую» электроэнергию, которые на 30-40% превышали ее себестоимость. Эксперты португальского Министерства энергетики и крупных энергетических компаний подсчитали, что доведение доли электричества из ВИЭ до 22% от совокупного энергопотребления способно привести к повышению потребительских цен в стране на 14%, а потребление всей произведенной ветроэнергетикой электроэнергии чревато ростом потребительских цен уже на 25%. Развивая ветроэнергетику в 2000-е гг., португальские власти не заботились о создании и обновлении резервных мощностей. Спыхватившись, чиновники оказались перед дилеммой, какие именно резервные генерирующие мощности развивать. Для экстренного запуска резервной гидроэлектростанции требуется всего 90 секунд, в то время как запуск работающей на мазуте или угле электростанции занимает два часа. Гидрологические и технические условия позволяют построить в Португалии дополнительно четыре ГЭС, но только на двух участках возможно сооружение плотин с реверсным циклом перекачки воды (ГАЭС). Перечисленные соображения и мировой финансово-экономический кризис вынудили португальское правительство сократить тарифно-финансовую поддержку альтернативной энергетике с 2012 года.

### **Реформа энергорынка (причины, цели и результаты)**

После установления демократической формы правления в 1974 г. производство электроэнергии в Португалии было национализировано, в результате возникла государственная монополия EDP. После вступления в Европейское экономическое сообщество в 1986 г. в стране был



запущен комплекс реформ, затронувший и энергетику. В соответствии с общеевропейскими требованиями Португалия обязалась либерализовать свой энергетический сектор. Либерализация рынка электроэнергии началась в стране в 1995 году. Правовой основой преобразований стал ряд законов, в которых были закреплены принципы функционирования рынка электроэнергии: ликвидация монополизма, разделение функций генерации, транспортировки и реализации электричества, а также облегчение вхождения на рынок электроэнергии сторонних компаний. Характерно, что эти же самые принципы всего год спустя легли в основу европейской директивы о формировании общеевропейского рынка электроэнергии. В настоящее время португальский энергорынок состоит из двух уровней – оптовой и розничной реализации электроэнергии [3, с. 2]. На рынке присутствуют как компании со смешанной формой собственности (в первую очередь бывшая электрическая монополия EDP, где государству принадлежат 25% собственности) и муниципальные компании, так и вновь созданные фирмы. И те и другие занимаются реализацией электроэнергии потребителям. Первой независимой генерирующей компанией стала в 1993 г. Tejo Energia, специализирующаяся на генерации электроэнергии из каменного угля (контролируется испанской ENDESA, французской Engie Energy International и EDP). В 1998 г. на рынке появилась компания Turbogas, контролируемая французской Engie Energy International и все той же EDP. Turbogas специализируется на генерации электроэнергии из природного газа.

Первоначально муниципальные предприятия закупали электроэнергию у государственной электрической монополии EDP по единым оптовым тарифам. Тарифы для конечных потребителей, а также на передачу электроэнергии по сетям устанавливались португальским регулятором рынка электроэнергии (ERSE), учрежденным в 1997 году. До 1999 г. конечные потребители не имели права выбирать поставщика электроэнергии. В 1998 г. был либерализован рынок электроэнергии соседней Испании, что ускорило аналогичные преобразования и в Португалии.

До 2004 г. все абоненты-покупатели электроэнергии были закреплены за определенными

поставщиками [3, с. 11]. Имевшиеся генерирующие мощности производили заранее запланированное количество электроэнергии, что исключало возможность оперативного, внепланового снабжения электричеством, поэтому электроэнергию в нестандартных ситуациях приходилось импортировать из Испании. Поскольку тарифы на электроэнергию в Испании традиционно ниже, чем в Португалии, а генерация – менее зарегулирована, то испанские поставщики всегда находили возможность поставить в соседнюю страну требуемые объемы электричества. До либерализации португальского рынка электроэнергии периодически возникали проблемы передачи электроэнергии из Испании вследствие несовершенства португальской передающей инфраструктуры. Положение стало постепенно улучшаться с 2000 г., когда был начат процесс приватизации компании REN – монопольного владельца электропередающей инфраструктуры. В 2007 г. REN была выведена на фондовую биржу. В настоящее время передающая инфраструктура страны контролируется шестью региональными поставщиками. Характерно, что каждая из этих компаний-поставщиков так или иначе контролируется все той же прежней монополией EDP [3, с. 1]. Напрашивается вывод о том, что в ходе реформы португальские власти не смогли либо не пожелали ликвидировать монополизм в сегменте передачи электроэнергии.

Начатая в 1995 г. реформа энергетического законодательства была нацелена и на облегчение вхождения на португальский энергетический рынок сторонних игроков. Особенно были либерализованы нормы, регулирующие генерацию электроэнергии с целью стимулировать конкуренцию на рынке. Тем не менее процесс реформирования проходил не всегда гладко. Так, покупатели получили формальное право свободно выбирать поставщика только в 1999 г., а фактически смогли реализовать его лишь с 2002 года. Период 2003-2006 гг. был отмечен внутриведомственной борьбой и конфликтом интересов органов государственного управления и компаний, что замедлило формирование единого иберийского энергетического рынка. Проблемы возникали и у инвесторов, желавших войти на португальский рынок генерации электроэнергии. Необходимо отметить, что

инвестиции делались в основном именно в генерацию из ВИЭ по причине законодательно установленных в 1999 и 2001 гг. выгодных закупочных тарифов на «зеленое» электричество [3, с. 4]. Эти проблемы частично явились следствием несовершенства португальского законодательства, частично же были вызваны бюрократическими проволочками, ибо соответствующие инвестиционные проекты должны были сначала получить одобрение регулирующих органов. Законодательные нормы были упрощены в 2006 г., что позитивно повлияло на развитие конкуренции на рынке. В 2001 г. Португалия и Испания подписали соглашение о создании Иберийского рынка оптовой торговли электроэнергией. Рынок должен был начать функционировать с 2003 года. Соглашение предусматривало интеграцию энергосетей обеих стран с одновременным их расширением. Соглашение фактически вступило в силу с задержкой – в июле 2006 г. – из-за политических, финансовых и технических причин [3, с. 3].

Результатом реформы стало формирование дуальной тарифной системы португальского рынка электроэнергии: большая ее часть продолжала реализовываться по фиксированным государством тарифам (утверждаются ежегодно), а другая часть – в основном производимая созданными после начала реформы генерирующими мощностями и импортируемая из Испании – отпускалась потребителям по краткосрочным плавающим расценкам, формирующимся под воздействием спроса и предложения в данный конкретный период. В сентябре 2006 г. конечные потребители получили право менять поставщиков электроэнергии. Этот шаг правительства вызвал недовольство крупных компаний-поставщиков электроэнергии. Ссылаясь на якобы возникшую непредсказуемость и непрогнозируемость спроса, компании потребовали в качестве компенсации потерь право поднять фиксированные тарифы сразу на 15%. Правительство в итоге частично удовлетворило требования компаний, разрешив пересмотреть тарифы в сторону повышения, но не более чем на 6% [3, с. 16]. Этот шаг позволил не допустить резкого роста тарифов на фоне повышенного спроса из-за экономического роста в тот период и одновременно не дал возможность

новым поставщикам предложить потребителям более низкие тарифы.

Полное открытие португальского рынка электроэнергии для иностранных инвесторов проходило непросто. Поскольку деятельность в этой сфере подлежит лицензированию, к инвесторам изначально предъявлялись высокие требования. С другой стороны, инвесторам (иностранцам – в особенности) в не меньшей степени важны прозрачность критериев предоставления таких лицензий. Особую значимость эта проблематика приобретает в свете критериев отбора инвесторов при выдаче разрешений на строительство генерирующих и передающих мощностей и лицензий на осуществление деятельности на рынке. Как и во всех иных сферах, в стране есть перспективные и менее перспективные для работы регионы. Кроме вопросов прибыльности проектов, инвесторы в данном случае интересуют окупаемость, ибо при реализации проектов инвесторы обязаны платить за подключение мощностей к энергосетям [3, с. 9].

В процессе либерализации португальского рынка электроэнергии успешнее всего прошло разделение генерации и передачи электричества. Кроме самой запланированной реформы, на решение властей поскорее разделить генерацию и передачу электроэнергии повлияло масштабное отключение электричества в результате крупной аварии в электросетях в 2000 году. Тогда подача электроэнергии прекратилась почти на всей территории страны. Проведенное по горячим следам расследование вскрыло массовую изношенность и устарелость передающей инфраструктуры из-за недофинансирования. Оно, в свою очередь, явилось следствием перекосов в бизнес-стратегии государственной электрической монополии EDP: начиная с 1996 г. компания по указанию правительства активно проводила экспансию на внешних рынках (в основном бразильском), игнорируя потребности внутреннего рынка [3, с. 5]. В данной ситуации португальское правительство отреагировало оперативно: пересмотр законодательства создал условия для инвестирования в генерирующую (в основном в ВИЭ) и энергопередающую инфраструктуру, а также для соединения региональных сетей с испанскими.

Справедливости ради необходимо отметить, что реформа рынка электроэнергии создала

новые возможности и для португальских энергетических компаний [3, с. 13]. 2000-е гг. были отмечены продолжительным экономическим подъемом в Европе, и Иберийский полуостров ощутил результаты экономического роста в полной мере. Возникновение новых производств, скачкообразный рост в строительной индустрии и секторе услуг спровоцировали галопирующий спрос на электроэнергию. В тот период португальские энергетические компании резко нарастили выручку благодаря повышению спроса на электроэнергию не только на внутреннем рынке, но и на соседнем испанском. Проведенная либерализация рынка привела к расширению передающей инфраструктуры, что позволило снизить издержки и оперативно направлять требуемые объемы электричества туда, где в тот или иной момент спрос покупателя был особенно привлекателен.

Данные за 1994-2006 гг. свидетельствуют о благотворном влиянии реформы на состояние португальского рынка электроэнергии. К началу реформ рынок представлял собой вертикально интегрированный конгломерат компаний, занимавшихся генерацией и передачей электроэнергии по сетям. Начиная с 2000 г., когда реформа началась фактически, португальская электроэнергетика стала непрерывно получать инвестиции, а состояние и функционирование инфраструктуры существенно улучшились. Кроме того, на рост инвестиций в инфраструктуру повлияло формирование общеиберийского рынка электроэнергии и расширение использования ВИЭ. К 2006 г. электрогенерирующие и передающие мощности получили 1,4 млрд евро инвестиций. Еще 330 млн евро было вложено в газовую инфраструктуру [3, с. 5].

Перечисленные факторы способствовали снижению тарифов на передачу электроэнергии по сетям и ее подачу конечным потребителям примерно на треть по сравнению с периодом времени, предшествовавшим началу реформы в 1999-2000 гг. [3, с. 8].

### **Структура «зеленой» электроэнергетики в настоящее время**

На сегодняшний день генерирующие мощности португальской электроэнергетики, использующей ВИЭ, имеют следующую структуру.

*Гидроэнергетика.* Крупнейшая действующая ГЭС страны мощностью 630 МВт расположена в Альту-Линдозу. Кроме того, в Португалии насчитывается около ста малых ГЭС совокупной мощностью 256 МВт. Совокупно португальские ГЭС вырабатывают 815 ГВт·ч электроэнергии [12].

*Ветроэнергетика.* В период 2007-2010 гг. производительность ветроэнергетики в континентальной части страны (исключая архипелаги Майдера и Азоры) выросла с 1,874 до 3,937 МВт [13]. Поскольку Португалия представляет собой важный рынок сбыта оборудования для альтернативной энергетики, международные компании локализуют в стране производство оборудования для ветроэнергетики. В частности, ветрогенераторы производятся на заводах компаний Enercon, Vestas и Gamesa. В г. Виана-ду-Каштелу немецкие инвесторы построили крупное предприятие по производству ветряков (на предприятии занято 7300 работников). Стоит подчеркнуть, что, несмотря на локализацию производства оборудования для ветровой энергетики, подавляющее большинство оборудования для других подотраслей альтернативной энергетики и технологии для его производства Португалия по-прежнему импортирует, что ставит на повестку дня вопрос о новой форме технологической зависимости европейской периферии от ведущих промышленно развитых стран.

В 2008 г. был введен в эксплуатацию ветропарк Альту-Минью в регионе Виана-ду-Каштелу мощностью 240 МВт. На момент открытия ветропарк являлся крупнейшим в континентальной Европе [14]. В настоящее время также действуют или находятся в стадии строительства ветропарки: Арада-Монтемуру (мощность 112 МВт), Гардунья (106 МВт), Пиньял-Интеритор (144 МВт) и Вентуминью (240 МВт). Типичным именно для Португалии является оригинальное техническое решение, когда энергия дующих в ночное время ветров используется для подачи воды в верхние зоны водохранилищ; в светлое время суток эта вода спускается вниз, приводя в движение турбины и вырабатывая электроэнергию, после чего цикл повторяется [15].

*Солнечная энергетика.* Португалия является одной из самых солнечных стран Европы, что создает предпосылки и для развития солнеч-

ной энергетики. В последние годы на юго-востоке Португалии была введена в эксплуатацию крупная солнечная электростанция «Серпа» мощностью 11 МВт, расположенная на площади 150 акров. Солнечные панели общим числом 52 тыс. шт. размещены на высоте 2 м от поверхности земли, что позволяет использовать территорию электростанции и для выпаса скота. Производимой здесь электроэнергии хватает для снабжения 8 тыс. домохозяйств и позволяет снизить выбросы углерода в атмосферу на 30 тыс. т ежегодно [16]. Неподалеку, в г. Моура (провинция Алентежу), расположена еще одна, намного более крупная, принадлежащая японским и испанским инвесторам одноименная солнечная электростанция «Моура» – одна из крупнейших в мире. Первая очередь электростанции была сдана в эксплуатацию в 2008 году. На площади, равной 350 футбольным полям, размещены 376 тыс. солнечных панелей. Совокупная производительность электростанции составляет 93 МВт, что достаточно для электроснабжения 30 тыс. домохозяйств. Выработанная электроэнергия помогает снизить выбросы углерода в атмосферу на 90 тыс. т ежегодно. На предприятии занято 115 работников: в масштабах страдающего от хронической безработицы региона – внушительный показатель. Кроме того, в самом г. Моура был построен завод по производству солнечных панелей и создан профильный исследовательский центр.

*Геотермальная энергетика.* Португальская геотермальная энергетика сосредоточена главным образом на Азорских островах: генерирующие мощности общей производительностью 235,5 МВт имеются на 8 из 9 островов архипелага. Энергию геотермальных источников для генерации электричества начали использовать еще в 1980-е гг., тогда совокупная выработка составляла 3 МВт. Уже в 2003 г. четверть всей потребляемой на острове Сан-Мигел (самого крупного по территории и населению в архипелаге) электроэнергии была геотермального происхождения [6].

*Энергия приливов и отливов.* Приливная электростанция «Агусадоруа», расположенная на севере страны близ г. Порту и введенная в строй в сентябре 2008 г., была первой частной электростанцией такого типа в Европе. На элек-

тростанции были установлены три турбины, преобразовывавшие энергию приливов и отливов в электричество. Опыт оказался коммерчески неудачным – проработав всего два месяца, электростанция была закрыта в ноябре того же года [17].

*ТЭС на биогазе.* В последние годы в Португалии начато строительство тепловых электростанций, работающих на биогазе (газе, образующемся при гниении биомассы). В 2011 г. в стране было произведено 45 килотонн биогаза (в нефтяном эквиваленте) [18].

### Выводы

Опыт Португалии говорит о том, что одного политического решения либерализовать энергетический рынок, хотя и принципиально правильного, недостаточно для достижения поставленных целей. Необходимо учитывать местную специфику и текущую конъюнктуру мировой экономики. Либерализация рынка электроэнергии принесла Португалии очевидные плюсы: появились новые операторы, были созданы новые и реконструированы имевшиеся генерирующие и передающие мощности, выросла общая надежность снабжения электроэнергией. Объединение португальской и испанской энергосистем способствовало диверсификации тарифов и увеличению предложения на рынке и, как следствие, сделало энергосистему Португалии более гибкой и устойчивой. При анализе практических результатов реформы неизбежно напрашивается вывод, что при планировании преобразований такого характера и масштаба необходимы еще и долгосрочность, планомерность, последовательность в реализации заранее просчитанных целей. Кроме того, поскольку Португалия представляет собой относительно небольшой рынок, применительно к таким странам необходима кооперация с соседями в виде объединения энергосетей при условии, что соседние страны имеют схожую мотивацию.

Перечисленные выводы во многом актуальны и для России. Опыт Португалии показывает, что трансформация электроэнергетического сектора становится неизбежной с ростом вовлеченности страны в мировую экономику. В процессе реформирования техническая мо-

дернизация должна идти рука об руку с мерами по преодолению негативных проявлений монополизма в отрасли. Предпосылкой таких мер является формирование современного, гибкого и всеобъемлющего отраслевого законодательства с учетом мирового опыта. Португалия сумела создать такую регулятивную базу на основе общеевропейских норм, но с учетом местной специфики. Пример Португалии демонстрирует, что руководство ЕС приветствует появление новых игроков на энергетических рынках своих стран-членов при условии сохранения ведущей роли государства в такой стратегически важной сфере как генерация электроэнергии. Особо обращает на себя внимание необходимость расширения номенклатуры оборудования отечественного производства для энергетического сектора. Опыт Португалии свидетельствует – развитие технологий усугубляет зависимость стран-импортеров оборудования

для энергетики от традиционных поставщиков. В условиях «санкционных войн» Россия просто не может позволить себе зависимость от импорта критически важного оборудования.

Реализуемое с недавнего времени намерение профильных португальских компаний диверсифицировать источники импорта энергоносителей согласуется с интересами российских поставщиков углеводородов, особенно газа. Резко возросший импорт энергоносителей из России свидетельствует о том, что отечественным компаниям следует уделять больше внимания и периферийным странам Евросоюза, энергетическое сотрудничество с которыми до недавнего времени было достаточно вялым. Формирование глобального газового рынка несет новые возможности для расширения экономического присутствия России в Европе на взаимовыгодной основе и, как следствие, способствует усилению российского влияния.

### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. URL: [https://ria.ru/economy/20180621/1523096566.html?referrer\\_block=index\\_daynews3\\_1](https://ria.ru/economy/20180621/1523096566.html?referrer_block=index_daynews3_1)
2. URL: <https://eadaily.com/ru/news/2018/08/09/yamalskiy-gaz-vydavil-amerikanskiy-spg-iz-ispanii>
3. URL: *Liberalising the Portuguese energy markets*: [http://www.concorrenca.pt/SiteCollectionDocuments/Noticias\\_e\\_Eventos/Intervencoes\\_Publicas/ANNEXII\\_290807b.pdf](http://www.concorrenca.pt/SiteCollectionDocuments/Noticias_e_Eventos/Intervencoes_Publicas/ANNEXII_290807b.pdf)
4. URL: <https://web.archive.org/web/20061007052247/http://www.iea-pvps.org/ar02/prt.htm>
5. URL: <https://www.dn.pt/dinheiro/interior/governo-admite-substituir-carvao-por-biomassa-no-pego-9159936.html>
6. URL: <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/6734513/8-10032015-AP-EN.pdf/3a8c018d-3d9f-4f1d-95ad-832ed3a20a6b>
7. URL: <https://www.publico.pt/2015/01/06/ecosfera/noticia/renovaveis-garantiram-63-do-consumo-electrico-em-portugal-em-2014-1681364>
8. URL: <http://apren.pt/pt/dados-tecnicos-3/dados-nacionais-2/producao-2/a-producao-de-eletricidade-em-portugal-3/producao-de-eletricidade-por-fonte-em-2016/>
9. URL: <https://www.dinheirovivo.pt/economia/barragens-e-eolicas-nao-param-abasteceram-95-do-consumo/>
10. URL: <https://www.noticiasaoiminuto.com/pais/904378/seca-esta-a-afetar-producao-de-energia-hidrica-consumo-de-carvao-dispara>
11. URL: <https://www.pordata.pt/Portugal/Produção+de+energia+elétrica+total+e+a+partir+de+fontes+renováveis-1127>; <http://www.apren.pt/en/renewable-energies/highlights/>; <https://srea.azores.gov.pt>
12. URL: [https://web.archive.org/web/20070602230404/http://www.energiasrenovaveis.com/html/energias/hidrica\\_pt\\_atualidade.asp](https://web.archive.org/web/20070602230404/http://www.energiasrenovaveis.com/html/energias/hidrica_pt_atualidade.asp)
13. URL: [http://inegi.inegi.up.pt/publicacoes/outras/Wind\\_Farms\\_Portugal\\_Mar07.pdf](http://inegi.inegi.up.pt/publicacoes/outras/Wind_Farms_Portugal_Mar07.pdf)
14. URL: <https://www.theguardian.com/environment/2008/dec/02/portugal-wind-power>
15. URL: <https://www.nytimes.com/2010/08/10/science/earth/10portugal.html?src=sch&pagewanted=all>
16. URL: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/5056012.stm>; <http://geenergyfinancialservices.com/news/press-releases>
17. URL: <https://web.archive.org/web/20090321113455/http://www.cleantech.com/news/4276/pelamis-sinks-portugal-wave-power-p;>
18. URL: <https://www.eurobserv-er.org>

Поступила в редакцию  
01.10.2018 г.

В.В. Стрелецкая<sup>1</sup>

### БУДУЩИЕ ЛИДЕРЫ МИРОВОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ВСТРЕТЯТСЯ ЛЕТОМ 2019 ГОДА В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ

Молодежные форумы Мирового нефтяного совета (МНС) – это уникальная международная площадка для профессионального общения молодых специалистов нефтегазовой отрасли. Форумы проводятся раз в три года и объединяют инициативных, творчески мыслящих юношей и девушек из десятков стран мира, предоставляя возможность обсудить актуальные проблемы и новаторские идеи в нефтегазовой сфере, найти единомышленников, расширить круг друзей и углубить знания в непосредственном общении с признанными лидерами отрасли.

6-й Молодежный форум МНС – Форум будущих лидеров пройдет в Санкт-Петербурге 23-28 июня 2019 года. Подготовкой Форума занимается Российский национальный комитет МНС. Оргкомитет, сформированный распоряжением Правительства РФ, возглавляет министр энергетики России А.В. Новак. На встречу с молодыми специалистами приедут лидеры отрасли – руководители ведущих энергетических компаний мира, видные ученые, ключевые эксперты. Участниками Форума станут до двух тысяч юношей и девушек, представляющих все основные регионы мировой нефтегазовой отрасли.

Молодежные технические сессии Форума посвящены актуальными перспективным вопросам развития нефтегазовой отрасли по трем направлениям – «Лидерство», «Инновации», «Устойчивое развитие». На первом пленарном заседании Форума будет обсуждаться тема «Трансформация энергетики – новая карта будущего».

Проводимый в России международный форум молодых специалистов нефтегазовой отрасли является своего рода прологом 23-го Мирового нефтяного конгресса (Хьюстон, США – 2020). В связи с этим признано целесообразным синхронизировать нашу техническую програм-

му с повесткой дня Мирового нефтяного конгресса. В частности, одним из акцентов обсуждения станет тема «Компетенции и навыки для инновационных решений».

Сейчас мы набираем команду волонтеров (помогая в решении текущих организационных вопросов, они смогут участвовать во всех мероприятиях Форума) и занимаемся содержательным наполнением технической программы. На конкурс научно-исследовательских работ Форума принимаются тезисы, обобщающие результаты самостоятельных исследований по наиболее актуальным темам отраслевой повестки дня, выполненных студентами, аспирантами и молодыми специалистами в возрасте до 35 лет. Отбор проводит экспертная комиссия, состоящая из членов молодежного и программного комитетов МНС (по принципу двойного слепого рецензирования). Ключевыми критериями являются актуальность и качество исследований. Все работы должны быть представлены на английском языке.

Заявки от будущих волонтеров, а также тезисы научных докладов молодых кандидатов в спикеры принимаются до 15 января 2019 года. В ближайшее время будет открыт прием заявок молодых специалистов на участие в 6-м Форуме будущих лидеров в качестве делегатов. Все подробности – на сайте Форума [www.flf-russia.com](http://www.flf-russia.com).

Приятно отметить, что интерес к мероприятию огромный. Помимо обширной деловой программы делегатов ждет знакомство с достопримечательностями и культурными ценностями Санкт-Петербурга, одного из красивейших городов мира. Мы, организаторы Форума, прилагаем все усилия для того, чтобы мероприятие прошло на высшем уровне гостеприимства и оставило у его участников незабываемые впечатления.

---

<sup>1</sup> Влада Владимировна Стрелецкая – директор Российского национального комитета Мирового нефтяного совета, секретарь оргкомитета по подготовке и проведению 6-го Форума будущих лидеров МНС, *e-mail*: [director@rus-petroleum.ru](mailto:director@rus-petroleum.ru).

**ПЕРЕЧЕНЬ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ  
В ЖУРНАЛЕ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА» В 2018 ГОДУ**

Авторы, названия статей	Номер выпуска
<b>РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ</b>	
<i>Л.В. Шенец.</i> Энергоэффективность как фактор повышения энергетической безопасности	1
<i>К.С. Кужелева, Б.А. Грачёв.</i> Энергетическая политика ЕС в области ВИЭ, энергоэффективности и внедрения новых ресурсосберегающих технологий	1
<i>Е.М. Смирнова, С.М. Сендеров.</i> Энергетическая безопасность регионов России: состояние и тенденции изменения за последние шесть лет	1
<i>Н.И. Пяткова, Н.М. Береснева.</i> Особенности моделирования функционирования критических инфраструктур энергетики с учетом энергетической безопасности	1
<i>Д.С. Крупенёв, Л.М. Лебедева, Г.Ф. Ковалёв, Н.А. Беляев, А.Е. Егоров, Р.Е. Громов.</i> К оценке уровня резервирования генерирующей мощности в единой энергосистеме России	1
<i>С.В. Воробьёв, А.В. Еделев.</i> Применение метода определения критических элементов в сетях технических инфраструктур для поиска критически важных объектов газотранспортной сети России	1
<i>Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, С.Ю. Музычук, Р.И. Музычук.</i> Энергоэкономический анализ хозяйственного комплекса Иркутской области	1
<i>В.А. Стенников, Н.А. Петров, И.Ю. Иванова, Т.В. Добровольская, Н.В. Павлов.</i> Проблемы и направления развития теплоснабжения республики Саха (Якутия) в среднесрочной перспективе	1
<i>Л.И. Коверникова, А.В. Серков, Р.Г. Шамонов.</i> Об управлении качеством электрической энергии в России в прошлом, настоящем и будущем	1
<i>Ю.Н. Булатов, А.В. Крюков, А.В. Черепанов.</i> Качество электроэнергии в высоковольтных электрических сетях, питающих тяговые подстанции Транссиба	1
<i>А.В. Максимов, И.Е. Васютин.</i> Опыт эксплуатации газотурбинных установок японского концерна Kawasaki Heavy Industries в российских условиях	1
<b>НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ И РОЛЬ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ</b>	
<i>Г.И. Шмаль.</i> Будущее отечественной нефтегазовой отрасли – наша общая забота	2
<i>В.Ю. Алекперов.</i> Взаимодействие бизнеса и власти: приоритеты диалога в среднесрочной перспективе	2
<i>Е.А. Телегина.</i> Роль и место бизнес-образования в системе подготовки современных управленцев для энергетического рынка	2
<i>В.И. Калюжный, М.Н. Хохлова.</i> Глобальный ресурсный баланс	2
<i>А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин.</i> Большие геоданные в цифровой нефтегазовой экосистеме	2

Авторы, названия статей	Номер выпуска
<i>П.Н. Завальный.</i> Возможности взаимодействия отраслевых НКО и государства в формировании отраслевой государственной политики – пример и позиция Российского газового общества	2
<i>А.А. Горячев, А.А. Коноплик.</i> Модельные аспекты проекта Еврокомиссии по реформированию газового рынка ЕС «Quo Vadis»	2
<i>А.М. Белогорьев.</i> Пути реформирования внутреннего рынка газа	2
<i>С.Е. Трофимов.</i> Нефтегазовый комплекс: ключевые направления государственной политики	2
<i>Д.А. Чапайкин.</i> Интернет энергоносителей в структуре инновационной экономики	2
<i>Е.Н. Петелин.</i> Природный газ в Китае: когда наступит дефицит?	2
<b>СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ</b>	
<i>А.И. Агеев.</i> Можно ли планировать в эпоху турбулентности?	3
<i>Г.Д. Маргулов.</i> Уроки прошлого и новая энергетика	3
<i>А.И. Кулапин.</i> Стратегическое планирование как базис для реализации потенциала российского ТЭК в глобальной технологической революции	3
<i>А.А. Макаров.</i> Достижения и проблемы прогнозирования развития энергетики России	3
<i>Н.И. Воронин, А.М. Клер, Ю.Д. Кононов, Б.Г. Санеев, С.М. Сендеров, В.А. Стенников.</i> Методические основы стратегического планирования развития энергетики	3
<i>С.П. Филиппов.</i> Технологическое развитие энергетики в индустриальный период: достижения и разочарования, опыт на будущее	3
<i>В.М. Кравченко, В.С. Скулкин, А.Е. Егоров.</i> О перспективном планировании в электроэнергетике	3
<i>Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов.</i> Анализ методов и моделей, используемых при оценке вариантов долгосрочного развития ТЭК	3
<i>Ю.К. Шафраник, В.А. Крюков.</i> Нефть в пространстве и «пространство нефти»	3
<i>А.И. Громов.</i> Мировой рынок нефти в период глобальной энергетической трансформации: ожидания и опасения	3
<i>Г.В. Агафонов, А.Г. Корнеев.</i> Роль территориально-производственных комплексов нефтегазовой специализации в экономическом развитии восточных регионов России	3
<i>В.В. Саенко.</i> Основные положения энергетической стратегии Тульской области до 2035 года	3
<i>А.А. Горлов.</i> Использование кривых обучения для оценки динамики развития возобновляемых источников энергии	3



Авторы, названия статей	Номер выпуска
<b>СИНЕРГИЯ АРКТИКИ</b>	
<i>А.И. Бедрицкий.</i> Устойчивое развитие Арктической зоны Российской Федерации и климатические аспекты экологической и гидрометеорологической безопасности	4
<i>А.А. Соловьянов.</i> Многомерная Арктика	4
<i>А.Я. Цуневский.</i> Арктика: суша против моря	4
<i>В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский.</i> Фундаментальные проблемы освоения ресурсов углеводородов в Арктике на современном этапе развития мировой нефтегазовой индустрии	4
<i>А.М. Фадеев, А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин, С.В. Федосеев.</i> Оценка приоритетности разработки месторождений российской Арктики как инструмент эффективного природопользования в современных макроэкономических условиях	4
<i>Ю.А. Щербанин.</i> Транспортно-логистическое обеспечение хозяйственного освоения российской части Арктики	4
<i>А.С. Коваленко, М.О. Моргунова, В. Грибковская.</i> Инфраструктурная синергия Северного морского пути в международном контексте	4
<i>В.М. Зайченко, А.А. Чернявский, Н.Л. Новиков, А.Н. Новиков.</i> Стратегия инновационного развития электроэнергетики в Арктической зоне России	4
<i>Б.Г. Санеев, И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова.</i> Проблемы энергетики восточной зоны российской Арктики и возможные пути решения	4
<i>Д.А. Соловьев, М.О. Моргунова.</i> Комплексное освоение российской Арктики: климатические вызовы, транспортные коридоры и новые энергетические технологии	4
<i>Л.В. Нефедова, А.А. Соловьев.</i> Новые вызовы и риски на пути развития распределенной энергогенерации в Арктическом регионе России	4
<i>В.Р. Киушкина.</i> Эффекты вовлечения ВИЭ в мониторинг состояния энергетической безопасности северных и арктических зон РФ	4
<b>ЦИФРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА</b>	
<i>А.Л. Текслер.</i> Цифровизация энергетики: от автоматизации процессов к цифровой трансформации отрасли	5
<i>Д.В. Холкин, И.С. Чаусов.</i> Цифровой переход в энергетике России: в поисках смысла	5
<i>А.Г. Старченко, В.В. Дзюбенко, И.Ю. Ряпин.</i> Интернет энергии: будущее электроэнергетики уже наступило	5
<i>Е.П. Грабчак, Е.А. Медведева, И.Г. Васильева.</i> Как сделать цифровизацию успешной	5
<i>Л.В. Массель.</i> Методы и интеллектуальные технологии научного обоснования стратегических решений по цифровой трансформации энергетики	5
<i>Ф.В. Веселов, В.В. Дорофеев.</i> Интеллектуальная энергосистема России как новый этап развития электроэнергетики в условиях цифровой экономики	5

Авторы, названия статей	Номер выпуска
<i>Н.И. Воронай, И.Н. Колосок, Е.С. Коркина, А.Б. Осак.</i> Проблемы уязвимости и живучести киберфизических электроэнергетических систем	5
<i>А.Г. Массель, Д.А. Гаськова.</i> Методы и подходы к обеспечению кибербезопасности объектов цифровой энергетики	5
<i>Ю.Н. Кучеров, А.В. Иванов, Д.А. Корев, Н.А. Уткин, А.З. Жук.</i> Развитие технологий активного потребителя и их интеграция в электрическую сеть общего пользования	5
<i>А.В. Путилов, В.Н. Червяков, И.Н. Матицин.</i> Цифровые технологии прогнозирования и планирования развития атомной энергетики	5
<i>А.С. Гуменный, Л.В. Масленникова.</i> Использование нераспределенных энерго мощностей с помощью блокчейн-технологии	5
<b>НОВАЯ СИТУАЦИЯ НА МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ</b>	
<i>А.Б. Яновский.</i> Внешняя энергетическая политика России: вызовы времени и вектора развития	6
<i>Е.А. Телегина, Л.А. Студеникина, Д.О. Тыртышова.</i> Энергетическое противостояние – есть ли общее будущее?	6
<i>А.А. Конопляник.</i> О конкурентных рынках и антиконкурентном поведении на примере СПГ США против российского трубопроводного газа в Европе	6
<i>А.А. Курдин, Ю.А. Ершова.</i> США – «третья сила» в российско-европейских энергетических отношениях	6
<i>А.М. Мастепанов.</i> Интеграционные процессы в энергетике Северо-Восточной Азии и роль природного газа в их развитии	6
<i>Ко Чжуен.</i> Изменение структуры топливно-энергетического баланса и роль природного газа на примере стран Северо-Восточной Азии	6
<i>А.И. Громов, Н.А. Иванов.</i> Актуальные вопросы энергетического перехода и его влияния на стратегии развития международных энергетических компаний	6
<i>В.И. Кириллов, К.В. Понарин, Е.В. Туманова.</i> Драйверы изменения нефтяных цен – спред доходности 10-летних казначейских облигаций США и валюта цены фьючерсного контракта	6
<i>Е.А. Телегина, Г.О. Халова, Н.И. Иллерицкий.</i> Топливо-энергетический комплекс Исламской Республики Иран. Перспективы энергетического сотрудничества Ирана с Россией	6
<i>Ю.А. Кононов.</i> Анализ зарубежного опыта комплексной оценки состояния энергетической безопасности	6
<i>С.М. Сендеров, Н.А. Юсифбейли, В.И. Рабчук, А.М. Гусейнов, В.Х. Насибов, С.В. Воробьев, Г.Б. Гулиев, Е.М. Смирнова.</i> Энергетическая безопасность прикаспийских регионов России и Азербайджана: анализ проблем и пути обеспечения	6
<i>В.В. Саенко.</i> Россия на мировом рынке угля: анализ, прогноз и основные проблемы	6

---

Авторы, названия статей	Номер выпуска
<i>С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова.</i> Международная политика России в электроэнергетике на современном этапе	6
<i>А.М. Сумин.</i> Реформирование рынка электроэнергии: опыт Португалии	6

## ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ

1. На первой странице статьи необходимо указать: индекс УДК (над заголовком статьи слева), имя, отчество, фамилию автора, название статьи. В статье должна быть аннотация — не более 400–600 печатных знаков с пробелами и перечень ключевых слов (5-6).

2. Статьи должны быть структурированы. Рекомендуется стандартная рубрикация разделов: введение, постановка проблемы (задачи исследования); основная часть — обсуждение проблемы; заключение (выводы).

Текст предоставляется в распечатанном виде и на электронном носителе. Текст должен быть распечатан шрифтом Times New Roman, 12 кегля, через 1,5 интервала, с полями по 2 см сверху, снизу, слева и справа. Страницы должны быть пронумерованы снизу справа. Объем статьи — 10–15 стандартных страниц (не более 30 тыс. знаков с пробелами) и 2–3 рисунка (сюда же входят таблицы и список литературы).

3. Таблицы предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 11.

4. Нумерация формул (сплошная по всей статье) указывается в скобках (в порядке возрастания) цифрами (1, 2 и т.д.) с правой стороны (в правый край набора).

5. Иллюстрации предоставляются в тексте статьи в электронном виде. На рисунках нужно избегать лишних деталей и надписей (надписи необходимо заменять цифрами или буквами, разъяснение которых дается в подрисуночных подписях или в тексте). Линии на рисунках должны быть четкими (5–6 pt), ширина рисунков не должна превышать 140 мм, высота — 200 мм. Шрифт буквенных и цифровых обозначений на рисунке — Times New Roman (9–10 кегль). Рисунки должны быть черно-белыми, с разными типами штриховки (с размером шага, позволяющим дальнейшее уменьшение).

6. Подрисуночные подписи предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 12.

7. Минимально необходимый список литературы (не более 10-12 позиций) приводится в конце статьи, имеет сплошную нумерацию арабскими цифрами. По тексту статьи даются ссылки на номер в квадратных скобках: [1]. Библиографическое описание дается в следующем порядке: фамилия, инициалы автора (авторов), полное название монографии, место издания, издательство, год издания; для периодических изданий — фамилии, инициалы авторов, название статьи, название журнала, год выпуска, том, номер, страницы. Библиографические записи на русском языке должны быть также указаны в латинской транслитерации.

8. После списка литературы необходимо указать сведения об авторе (авторах): должность, ученую степень, звание, e-mail (если нет — контактный телефон).

9. Рукописи авторам не возвращаются.

10. Плата за публикации не взимается.

**Благодарим за соблюдение наших правил и рекомендаций**

## Прогнозы мировых цен на нефть, выполненные на нейронной модели Института энергетической стратегии

Brent (U.S. Dollars Per Barrel) сравнение среднемесячных данных от 08.11.18, 06.11.17 и 05.11.16

