

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ  
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№6(184), июнь 2023

РГАСНТИ 44.09.29



**Российская**  
Энергетическая  
Неделя 2023

 **РОСКОНГРЕСС**  
Пространство доверия



**СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВЫПУСК**

**РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ  
И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА КАК БАЗА  
ГЛОБАЛЬНОГО РАЗВОРОТА НА ВОСТОК**



**SPIEF'23 ПМЭФ'23**

**РОСКОНГРЕСС**  
Пространство доверия

**ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ**

**14-17  
ИЮНЯ  
2023**



**Российская  
Энергетическая  
Неделя 2023**

**РОСКОНГРЕСС**  
Пространство доверия



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

**11-13** октября  
Москва,  
ЦВЗ «Манеж»

[rusenergyweek.com](http://rusenergyweek.com)

Реклама 6+

# Содержание

## РЭН

6 **А. Стуглев.** Курс на РЭН

## Слово редакторов

13 **В. Бушуев, А. Горшкова.**  
В поисках Российского Востока

## От первого лица

14 **А. Новак.** Энергетическая политика России:  
разворот на Восток

## Энергетика

20 **В. Стенников, В. Головщиков, А. Осаk.**  
Проблемы и перспективы развития электроэнергетики  
в восточных регионах России

38 **И. Бердышев, В. Битней, Д. Габдушев, Е. Голохвастов,  
А. Чегодаев, А. Ванин.** Исследование перспективы  
развития гидроэнергетики в Сибири, на Дальнем  
Востоке и Камчатке

## Газ

54 **С. Комлев, Д. Чапайкин.** Трансформация механизмов  
ценообразования на природный газ: перспективы  
возвращения к стационарности

## Нефть

66 **Ю. Цветаев.** Важный шаг на пути создания  
российского нефтяного индикатора для  
налогообложения

78 **Е. Зотова.** Рост тарифов на перекачку нефти:  
экономическая необходимость и политическая  
конъюнктура

## Энергопереход

90 **В. Карасевич, В. Бессель, Р. Мингалева.** Перспективы  
использования природного газа для производства  
и экспорта российского водорода

100 **К. Дегтярев, Д. Соловьев, М. Березкин.** Подходы  
к оценке затрат на переход к низкоуглеродному  
развитию в России энергосистемы



# Contents

## REW

6 **A. Stuglev.** Heading REW

## Editor's column

13 **V. Bushuev, A. Gorshkova.**  
In search of the Russian East

## In the first person

14 **A. Novak.** Russia's Energy Policy: a Turn to the East

## Energy

20 **V. Stennikov, V. Golovshchikov, A. Osak.**  
Problems and Prospects for the Development of Electric  
Power Industry in the Eastern Regions of Russia

38 **I. Berdyshev, V. Bitney, D. Gabdushev, E. Golokhvastov,  
A. Chegodaev, A. Vanin.** Research of prospects for the  
development of hydropower in Siberia, the Far East and  
Kamchatka

## Gas

54 **S. Komlev, D. Chapaikin.** Transformation of natural gas  
price formation mechanisms: prospects of retreat to  
stationary development

## Oil

66 **Y. Tsvetaev.** An important step to a Russian crude oil price  
indicator to be used for tax purposes

78 **E. Zotova.** Oil transportation tariffs growth: economic  
necessity and political situation

## Energy transition

90 **V. Karasevich, V. Bessel, R. Mingaleeva.** Natural gas application prospects for the Russian  
hydrogen production and export

100 **K. Degtyarev, D. Solovyev, M. Beryozkin.** Approaches to evaluation of the costs for low-carbon  
energy transition in Russia

## УЧРЕДИТЕЛЬ

Министерство энергетики  
Российской Федерации,  
107996, ГСП-6, г. Москва,  
ул. Щепкина, д. 42

## УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ

ФГБУ «РЭА»  
Министерства энергетики  
Российской Федерации

## НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

**В. В. Бушуев** – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН  
**Е. О. Адамов** – д. т. н., науч. рук. АО «НИКИЭТ»  
**В. М. Батенин** – член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
**П. П. Безруких** – д. т. н., проф. НИУ МЭИ  
**В. И. Богоявленский** – член-корр. РАН,  
д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН  
**А. И. Громов** – к. г. н., гл. директор  
по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»  
**А. Н. Дмитриевский** – акад. РАН, д. г.-м. н.,  
научный руководитель ИПНГ РАН  
**С. А. Добролюбов** – акад. РАН, д. г. н., проф.,  
декан географического факультета МГУ

**О. В. Жданев** – к. ф.-м. н., зам.  
ген. директора ФГБУ «РЭА» Минэнерго России  
**В. М. Зайченко** – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН  
**М. Ч. Залиханов** – акад. РАН, д. г. н.,  
проф., зав. ЦГИЧС КБГУ  
**В. М. Капустин** – д. т. н., проф., зав. кафедрой  
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**В. А. Крюков** – акад. РАН, д. э. н.,  
директор ИЭОПП СО РАН  
**А. И. Кулапин** – д. х. н., ген. директор  
ФГБУ «РЭА» Минэнерго России  
**В. Г. Мартынов** – к. г.-м. н., д. э. н., проф.,  
ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**А. М. Мастепанов** – акад. РАН,  
д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН

**Н. Л. Новиков** – д. т. н., проф.,  
зам. науч. рук. АО «НТЦ ФСК ЕЭС»  
**В. И. Рачков** – член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
**П. Ю. Сорокин** – первый зам. министра  
энергетики РФ  
**Д. А. Соловьев** – к. ф.-м. н., научный  
сотрудник Института океанологии РАН  
**В. А. Стенников** – акад. РАН, д. т. н., проф.,  
директор ИСЭ им. Мелентьева СО РАН  
**Е. А. Телегина** – член-корр. РАН, д. э. н.,  
проф., декан фак-та РГУ нефти и газа  
им. И. М. Губкина  
**С. П. Филиппов** – акад. РАН, д. т. н.,  
директор ИНЭИ РАН  
**А. Б. Яновский** – д. э. н., к. т. н.

**Главный редактор**  
Анна Горшкова

**Научный редактор**  
Виталий Бушуев

**Зам. главного редактора по продвижению**  
Виолетта Локтева

**Корректор**  
Роман Павловский

**Фотограф**  
Иван Федоренко

**Дизайн и верстка**  
Роман Павловский

**Адрес редакции:**  
129085, г. Москва,  
проспект Мира,  
д. 105, стр. 1  
+79104635357  
anna.gorshik@yandex.ru

Журнал зарегистрирован  
в Федеральной службе  
по надзору в сфере связи,  
информационных технологий  
и массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации  
средства массовой информации  
ПИ № 77-75080 от 07.03.2019

Журнал «Энергетическая политика»  
входит в Перечень рецензируемых  
научных изданий ВАК

При перепечатке ссылка  
на издание обязательна

Перепечатка материалов  
и использование их в любой форме,  
в том числе в электронных СМИ,  
возможны только с письменного  
разрешения редакции

Редакция не несет ответственности  
за содержание рекламных  
материалов

Редакция не имеет возможности  
вступать в переписку,  
рецензировать и возвращать  
не заказанные ею рукописи  
и иллюстрации

Тираж 6000 экземпляров  
Периодичность выхода 12 раз в год  
Цена свободная

Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА»,  
308519, Белгородская область,  
Белгородский р-н, п. Северный,  
ул. Березовая, 1/12  
E-mail: info@konstanta-print.ru

Подписано в печать:  
05.06.2023

16+

Фонд Росконгресс – социально ориентированный нефинансовый институт развития, крупнейший организатор общероссийских, международных, конгрессных, выставочных, деловых, общественных, молодежных, спортивных мероприятий и событий в области культуры, создан в соответствии с решением Президента Российской Федерации.

Фонд учрежден в 2007 году с целью содействия развитию экономического потенциала, продвижения национальных интересов и укрепления имиджа России. Фонд всесторонне изучает, анализирует, формирует и освещает вопросы российской и глобальной экономической повестки. Обеспечивает администрирование и содействует продвижению бизнес-проектов и привлечению инвестиций, способствует развитию социального предпринимательства и благотворительных проектов.

Участники из  
**208** стран и территорий

**> 15 000** представителей СМИ

**> 5 000** экспертов в России и за рубежом вовлечены в аналитическую и экспертную работу

**180** соглашений с внешнеэкономическими партнерами, объединениями промышленников и предпринимателей, финансовыми, торговыми и бизнес-ассоциациями

в **81** стране мира

**186** российских общественных организаций, федеральных органов исполнительной и законодательной власти, субъектов Российской Федерации



8–11 июня 2023  
Москва, Россия

[RUSTRAVELFORUM.COM](http://RUSTRAVELFORUM.COM)



14–17 июня 2023  
Санкт-Петербург, Россия

[FORUMSPB.COM](http://FORUMSPB.COM)



28–29 июня 2023  
Москва, Россия

[IDEAS-FORUM.RU](http://IDEAS-FORUM.RU)



9–14 июля 2023  
Москва, Россия

[CONFERENCE.RQC.RU](http://CONFERENCE.RQC.RU)



26–29 июля 2023  
Санкт-Петербург, Россия

[SUMMITAFRICA.RU](http://SUMMITAFRICA.RU)



10–13 сентября 2023  
Владивосток, Россия

[FORUMVOSTOK.RU](http://FORUMVOSTOK.RU)



26–29 сентября 2023  
Федеральная территория «Сириус», Россия

[RUSAFETYWEEK.COM](http://RUSAFETYWEEK.COM)



29–30 сентября 2023  
Горно-Алтайск, Россия

[ROSCONGRESS.ORG](http://ROSCONGRESS.ORG)



11–13 октября 2023  
Москва, Россия

[RUSENERGYWEEK.COM](http://RUSENERGYWEEK.COM)



2–3 ноября 2023  
Самарканд, Узбекистан

[FORUMVERONA.COM](http://FORUMVERONA.COM)



Ноябрь 2023  
Москва, Россия

[WINEFORUM.INFO](http://WINEFORUM.INFO)



Декабрь 2023  
Федеральная территория «Сириус», Россия

[KONGRESS.NAUKA.RF](http://KONGRESS.NAUKA.RF)



2024  
Москва, Россия

[FORUMDESIGNMODA.RU](http://FORUMDESIGNMODA.RU)



2024  
Минеральные воды, Россия

[FORUMKAVKAZ.ORG](http://FORUMKAVKAZ.ORG)



2024  
Санкт-Петербург, Россия

[LEGALFORUM.INFO](http://LEGALFORUM.INFO)



2024  
Казань, Россия

[KAZANFORUM.RU](http://KAZANFORUM.RU)



на русском языке  
[t.me/Roscongress](https://t.me/Roscongress)

на английском языке  
[t.me/RoscongressDirect](https://t.me/RoscongressDirect)

на испанском языке  
[t.me/RoscongressEsp](https://t.me/RoscongressEsp)

на арабском языке  
[t.me/RoscongressArabic](https://t.me/RoscongressArabic)

Реклама 6+



Александр СТУГЛЕВ

Председатель правления, директор Фонда «Росконгресс»

EDN: AQQNTW

## Курс на РЭН

Текущий год стал испытанием на прочность для российской энергетики. Начиная с 2022 г., на отрасль обрушился шквал необоснованных санкций, непродуманных решений и несостоятельной критики со стороны недружественных стран. Тем не менее, российский топливно-энергетический комплекс выстоял перед этим натиском и продемонстрировал невероятную устойчивость к внешним факторам давления. Российские компании смогли увеличить экспорт нефти морским путем, переориентировать поставки нефти на рынки Индии и Китая, нарастить объемы экспорта СПГ, сохранить объемы добычи угля и стабилизировать на текущих уровнях выработку электроэнергии. Одновременно Россия продолжает развивать новые технологии, не имеющие аналогов в мире, например, первая плавучая атомная станция на Чукотке.



**В рамках РЭН-2022 состоялось свыше 70 мероприятий с участием более 270 спикеров. Всего в прошлом году РЭН посетило более 3000 участников из России и 83 иностранных государств**

Все это стало возможным благодаря слаженным действиям Правительства РФ, глав министерств и ведомств, руководителей и представителей российских энергетических компаний. Большую роль в процессе укрепления российского ТЭК сыграло развитие международных связей, появление новых партнеров и расширение географии присутствия России на региональных рынках.

Многие тренды этой работы были заданы на полях Международного форума «Российская энергетическая неделя».

Изначально РЭН создавался как узкоотраслевая площадка для проработки специализированных энергетических вопросов. Однако важность обсуждаемых задач, широта охваченных тем и большой интерес со стороны самых разных участников рынка постепенно превратили форум в одну из ведущих дискуссионных площадок страны.

Сегодня «Российская энергетическая неделя» уверенно занимает важное место в деловом календаре и входит в число круп-

нейших форумов России. Это подтверждается неугасаемым вниманием слушателей даже в такие сложные периоды жизни страны, как пандемия COVID и введение масштабных санкций со стороны западных государств.

В 2022 г. юбилейный РЭН прошел под девизом «Глобальная энергетика в многополярном мире». Он стал одним из успешных и интересных форумов в России как по количеству участников, так и по охвату заявленных тем.

В рамках деловой программы РЭН-2022 состоялось свыше 70 мероприятий с участием более 270 спикеров. Всего в прошлом году РЭН посетило более 3000 участников и представителей СМИ из России и 83 иностранных государств и территорий. Впервые на РЭН приняли участие представители таких стран и территорий, как Йемен, Каймановы острова, Никарагуа, Руанда, Чад. Всего форум посетили 15 иностранных министров из Азербайджана, Алжира, Венгрии, Венесуэлы, Вьетнама, Казахстана, Мали, Мьянмы, ОАЭ, Сирии,

Турции, Шри-Ланки. На площадке присутствовали главы 42 дипломатических корпусов. В числе представителей крупного иностранного бизнеса участие в РЭН приняли сооснователь Essar Global Fund Limited Равикант Руйя; генеральный директор Basra Oil Company Халид Хамза Аббас; генеральный директор Vietnam Power Group Динь Нян Чан; генеральный директор Syrian Gas Company Амин Альдагри; генеральный директор Syrian Petroleum Company Ферас Кадур.

Среди российских официальных лиц площадку мероприятия посетили: заместитель Председателя Правительства Александр Новак; заместитель председателя Правительства РФ, министр промышленности и торговли Денис Мантуров, а также министр энергетики Николай Шульгинов. Кроме этого, на форуме работали главы 9 субъектов РФ и 6 руководителей федеральных служб и агентств. Среди знакомых представителей российского бизнеса – председатель правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер; председатель правле-



Молодежный день РЭН-2022

Источник: «Росконгресс»

ния, генеральный директор ПАО «Газпром нефть» Александр Дюков; генеральный директор Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» Алексей Лихачев; председатель правления ПАО «НОВАТЭК» Леонид Михельсон; генеральный директор АО «Зарубежнефть» Сергей Кудряшов.

Не менее плодотворной была работа по подготовке и подписанию соглашений. За время работы РЭН-2022 было подписано 30 соглашений и меморандумов. Так, Российское энергетическое агентство Минэнерго России подписало ряд важных документов, в том числе меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве с

Ассоциацией экономического сотрудничества со странами Африки и письмо о сотрудничестве с Центром по энергетике АСЕАН, предполагающее расширение взаимодействия России и АСЕАН в сфере энергетики. Конкретные направления совместной работы с Центром энергетики будут включать деятельность по сбору и анализу энергетической статистики, аспекты использования природного газа и развития углеродного рынка.

ПАО «Россети» заключило соглашение о стратегическом сотрудничестве с ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана», а также с Агентством стратегических инициатив (АСИ). Соглашение с АСИ направлено на актуализацию методологии Национального рейтинга состояния инвестиционного климата в регионах России и, в частности, на повышение качества анализа эффективности процедур подключения к объектам инфраструктуры.

Компания «РусГидро» подписала ряд соглашений о сотрудничестве с российскими компаниями, среди которых МГИМО, РЖД и Positive Technologies. Сотрудничество предполагается в области реализации образовательных программ, в сфере обеспечения безопасной эксплуатации объектов инфраструктуры РЖД, включая гидротехнические, искусственные, энергетические

**Впервые в форуме РЭН-2022 приняли участие представители таких стран и территорий, как Йемен, Каймановы острова, Никарагуа, Руанда, Чад. Всего форум посетили 15 иностранных министров**

объекты, а также в области кибербезопасности информационных систем.

Помимо этого, на полях РЭН-2022 ООО «Объединенная нефтегазохимическая компания» и Xuan Yuan Industrial Development Co. Ltd (КНР) подписали соглашение о стратегическом партнерстве по развитию торговых и производственных отношений между компаниями Китая и России. Среди приоритетных направлений – развитие сотрудничества в области совместных проектов по поставкам энергоресурсов и грузов, в том числе, биодизельного топлива, угля, насыпных, опасных и неопасных грузов, сжиженных углеводородных газов. Для этих целей стороны договорились о совместной реализации проекта нового железнодорожного транспортно-логистического центра, расположенного вблизи железнодорожного моста через реку Амур, на двух земельных участках в Еврейской автономной области, возле пограничного перехода «Нижнеленинское – Тунзян».

Как ожидается, программа РЭН-2023 будет не менее насыщенной. Ежегодно повестка деловой программы форума расширяется, появляются новые актуальные темы и вопросы для обсуждения. Деловая программа РЭН, подготовленная в этом

**Деловая программа РЭН-2023 вновь поднимет самые важные вопросы развития отрасли: от глобальной трансформации мирового нефтегазового рынка до развития новых форм энергетики**

году, вновь поднимет важнейшие вопросы развития отрасли: от глобальной трансформации мирового нефтегазового рынка, до развития новых форм энергетики, таких как водород или биотопливо.

В сложившейся ситуации на мировых энергетических рынках, обусловленной современными вызовами, особенно важно ведущим представителям отрасли собраться вместе, обменяться мнениями и прогнозами относительно будущего энергетики и найти компромиссные решения по наиболее важным вопросам. Площадка Международного форума РЭН-2023 предоставит оптимальные для этого условия.

РЭН-2022

Источник: bigpowernews.ru





«Россети» —  
вместе  
в будущее



# Лучшее создается вместе

Весь спектр банковских услуг

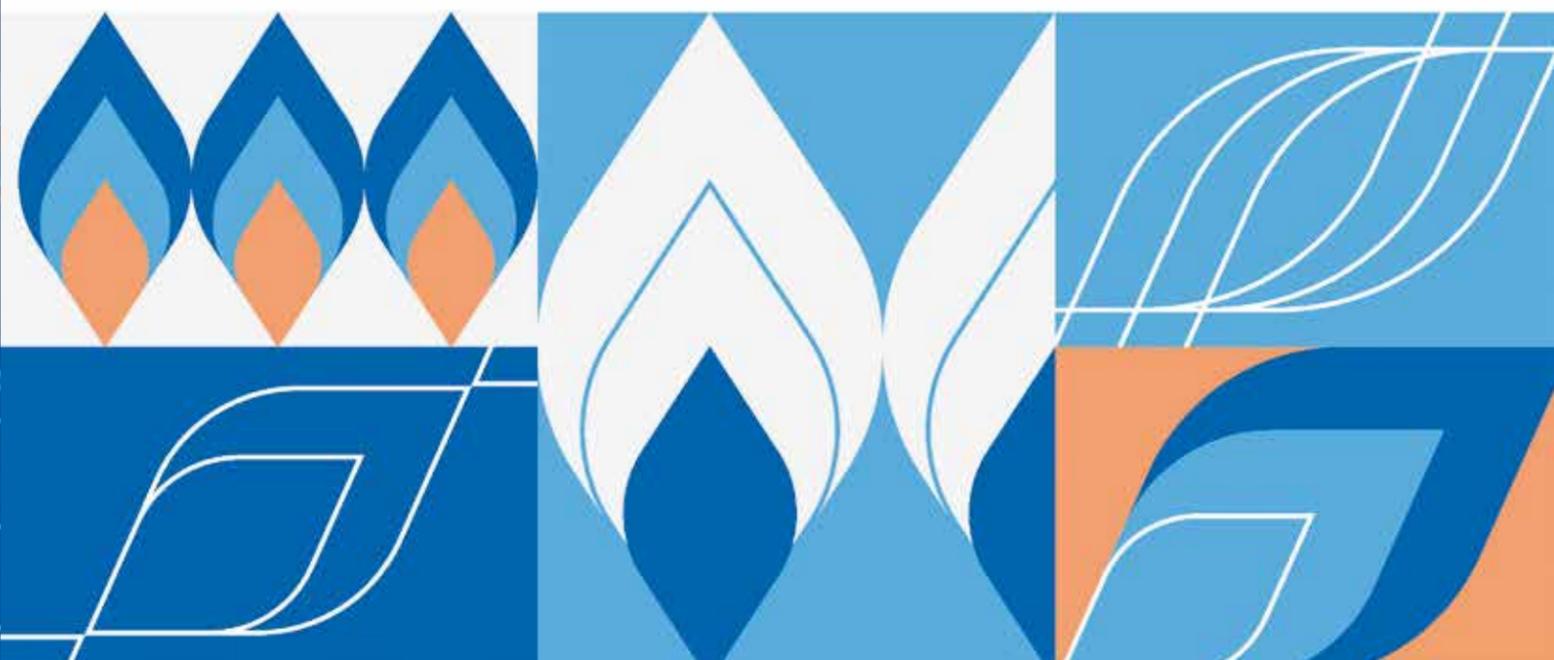
карты вклады счета кредиты

услуги для юр. лиц страхование

ипотека рефинансирование

[gazprombank.ru](http://gazprombank.ru)

Банк ГПБ (АО). Ген. лицензия ЦБ РФ № 354. Реклама.



# РОССИЯ-АФРИКА

ВТОРОЙ САММИТ  
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ И ГУМАНИТАРНЫЙ ФОРУМ  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
26–29 ИЮЛЯ 2023

 РОСКОНГРЕСС  
Время действовать

Форум призван диверсифицировать формы и направления российско-африканского сотрудничества в экономической и гуманитарной сферах, а также определить их развитие на долгосрочную перспективу.

В рамках мероприятия состоится масштабная выставочная экспозиция.



ИНФОРМАЦИОННЫЙ ЦЕНТР:  
+7 (812) 406 7471  
russia-africa@roscongress.org

SUMMITAFRICA.RU



Виталий БУШУЕВ  
Научный редактор журнала  
«Энергетическая политика», акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н.



Анна ГОРШКОВА  
Главный редактор журнала  
«Энергетическая политика»

## В поисках Российского Востока

Современная экономическая и геополитическая ситуация потребовала от России поиска новых партнеров и новых рынков сбыта в Азиатско-Тихоокеанском регионе, Юго-Восточной Азии и на Ближнем Востоке. В отличие от Европы, это быстро растущие, очень динамичные и развивающиеся рынки. Здесь создаются крупнейшие центры производства, потребления и продажи энергоресурсов, формируются независимые финансовые институты и реализуются крупнейшие научные проекты.

Завоевание этих рынков – это новый вызов для России, который потребует переориентации на Восток большинства секторов экономики страны. Речь идет как о расширении инфраструктуры, строительстве новых портов и терминалов, формировании новых промышленных кластеров и производств в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, так и развитии кадрового потенциала, создании хороших условий для притока населения и расширения бизнеса. Решение данных вопросов

невозможно без создания эффективно работающей энергетической системы, которая могла бы обеспечить надежное, бесперебойное энергоснабжение новых проектов.

Сейчас перед правительством лежит очень сложная задача: проанализировать перспективы развития внутреннего рынка на Востоке страны, с учетом риска энергодефицита в Иркутской области и в Забайкалье, выявить наиболее проблемные точки и подготовить комплексный план развития Восточной Сибири и Дальнего Востока. Этот документ должен предусматривать не декларативные инициативы, а четкие прогнозы по потреблению электроэнергии, необходимости строительства новых мощностей, возможностям расширения экспорта основных энергоресурсов, привлечению инвесторов и созданию новых производств, включая новые высокотехнологичные сферы, такие как нефтегазохимия, углехимия, производство СПГ, приборостроение, майнинг, судостроение и т. д.

**Александр НОВАК**

Заместитель председателя Правительства РФ

EDN: GIGVUG

# Энергетическая политика России: разворот на Восток

Укрепление взаимодействия с союзниками России и поиск новых партнёров – стратегическая цель, которую сегодня ставит руководство страны. Отрасли энергетики могут сыграть одну из ключевых ролей в решении этой задачи. Мы видим, что даже в текущих откровенно дискриминационных условиях, отечественная энергетическая продукция востребована со стороны целого ряда крупнейших экономик мира, а российский ТЭК остается инвестиционно привлекательной и перспективной для сотрудничества отраслью. Основным драйвером мировой экономики и торговли, а значит и потребления энергоресурсов является Азиатско-Тихоокеанский регион. В последние годы Россия существенно расширила сотрудничество в отраслях ТЭК с азиатскими партнерами. Наша страна, как мировой лидер энергетической отрасли, имеет значительные возможности для дальнейшего наращивания взаимодействия с дружественными странами АТР по всем направлениям энергетической повестки.

## Прогнозы мирового спроса на энергоресурсы

На сегодняшний день в мировом топливно-энергетическом балансе доля углеводородов составляет 82 %. Несмотря на сохранение целей по декарбонизации, высокая потребность в традиционных энергоресурсах в ближайшие десятилетия сохранится. Спрос на энергию по сравнению с 2021 г. может вырасти до 19 % к 2030 г. и до 31 % к 2050 г.

В 2022 г. мировой спрос на нефть составил 99,6 млн б/с (+2,6 % г./г.). В 2023 г. ожидается рост спроса до 101,9 млн б/с (+2,3 млн б/с). Основной рост спроса на нефть придется на страны АТР (до 1,6 млн б/с). Практически по всем прогнозам, к 2030 г. предполагается дальней-

ший рост спроса на нефть, при этом АТР обеспечит порядка 60 % роста.

В перспективе ожидается увеличение доли газа как переходного топлива. Рост спроса на газ к 2030 г. составит до 10 %, который во многом будет обеспечен за счет увеличения его использования в промышленности и энергетическом секторе на фоне декарбонизации. Повышение спроса также ожидается за счет потребления газа в АТР. Мировой рынок СПГ к 2030 г. может вырасти по максимальным прогнозам до 54 % (до 800 млрд м<sup>3</sup>). Доля СПГ в общем увеличении спроса на газ к 2030 г. оценивается в 70–80 %.

Что касается востребованности угля, то, несмотря на то, что потребность в нем в глобальном потреблении сократится, по максимальным прогнозам, на 14 %

к 2030 г. и на 49 % к 2050 г., в ряде регионов будет наблюдаться противоположная тенденция. В перспективе до 2050 г. ожидается рост спроса в Индии и Юго-Восточной Азии, а также на Ближнем Востоке и в Латинской Америке. При этом прогнозная структура мирового потребления угля к 2040 г. характеризуется уменьшением доли энергетического за счет роста доли металлургического угля (с 13 до 17 %).

Несмотря на текущее замедление энергоперехода на фоне высокой инфляции и роста цен на энергоресурсы, к 2030 г. потребление ВИЭ может увеличиться до 80 % г. и более чем в 2–3 раза к 2050 г. Полный переход на альтернативные источники энергии оставляют своим приоритетом преимущественно страны ЕС. В то же время другие крупные экономики мира ориен-

тируются не только на «зеленую» повестку, но и на стабильное обеспечение доступным сырьем своих потребителей.

Таким образом, в перспективе как минимум ближайших 30 лет рынок АТР станет основным потребителем энергоресурсов в мире, большая часть из которых придется на традиционные источники энергии.

## Перспективы сотрудничества России со странами АТР

В течение последних полутора лет в силу нелегитимных действий западных стран энергетический сектор России значительно ускорил разворот на Восток, где находятся самые быстрорастущие и перспективные энергетические рынки в мире.



## Мировой рынок сжиженного газа к 2030 г. может вырасти, по максимальным прогнозам, до 54 % (до 800 млрд м<sup>3</sup>). Доля СПГ в общем увеличении спроса на газ к 2030 г. оценивается в 70–80 %

При этом планомерная работа по диверсификации экспорта российских энергоресурсов ведется уже не первый год. Сегодня мы видим, что такая политика себя полностью оправдала. Уже имеющаяся энергетическая инфраструктура в страны Азии, в том числе нефте- и газопроводы «Восточная Сибирь – Тихий океан», «Сила Сибири», а также проект «Ямал СПГ», во многом позволила оперативно перенаправить значительные объемы энергоресурсов.

Уже в мае 2022 г. поставки нефти из России в страны Азии впервые превысили объемы, направляемые в Европу. По итогам 2022 г. рост экспорта нефти в дружественные страны составил 76 % г./г., нефтепродуктов – 20 % г./г., газа (трубопроводный газ и СПГ) – 8 % г./г. Всего с западных рынков на восточные в прошлом году было перенаправлено почти 40 млн т нефти и нефтепродуктов.

В разы вырос экспорт российских энергоресурсов в Индию и Китай. Россия находится на втором месте среди ведущих поставщиков нефти в Китай и на первом месте по отгрузке нефти в Индию. Наша страна занимает второе место по поставкам трубопроводного газа и четвертое по объему экспорта СПГ в Китай.

По сравнению с 2021 г. поставки нефти в Индию в прошлом году увеличились в 19 раз, до 41 млн т, а угля – в 3 раза, до 20 млн т. Экспорт нефтепродуктов в Индию за 2022 г. достиг уровня 6,2 млн т (в 2021 г. – 3,1 млн т).

В полтора раза вырос экспорт трубопроводного газа в Китай, составив по итогам года 15,4 млрд м<sup>3</sup>. Экспорт СПГ из России в Китай за 2022 г. составил 6 млн т (+35,2 % к 2021 г.). На четверть увеличен экспорт угля до 67,1 млн т и на 28 % – российской нефти (до 89 млн т). В Китай экспортировано рекордные 4,7 млрд кВт·ч электроэнергии.

В текущем году эта тенденция продолжится. Из 223 млн т нефти и нефтепродуктов, которые экспортировались в западном направлении, останется только 87 млн т (или всего 40 %).

В течение прошлого года получено более 20 заявок из различных стран, в первую очередь азиатских, на поставки нефти, нефтепродуктов и СПГ. То есть имеется существенный потенциал расширения географии экспорта.

Значительные усилия Правительства РФ сегодня направлены на дальнейшее развитие энергетической инфраструктуры в страны АТР, наращивание дружественного флота, а также создание финансовой инфраструктуры, включая систему платежей и страхования. Также прорабатывается механизм реализации не только энергоносителей, но и услуги по их доставке конечному потребителю.

В декабре прошлого года утверждён план по развитию инфраструктуры экспорта российской нефти на период до 2026 г. Для увеличения поставок нефти в страны АТР за год «Транснефть» нарастила мощность перевалки нефти в порту Козьмино до 42 млн т. К 2026 г. мощности магистральных нефтепроводов планируется расширить на 32 млн т. Всего будет построено 600 км нефтепроводов.

ПАО «НК «Роснефть» на 2023 г. подтвердила транспортировку 30 млн т нефти по нефтепроводу «Сковородино – Мохэ».

Порт Козьмино

Источник: ООО «Транснефть»



Добыча нефти на шельфе Вьетнама в рамках СП «Вьетсовпетро»  
Источник: АО «Зарубежнефть»

В газовой сфере планируется рост поставок трубопроводного газа в восточном направлении. Экспорт трубопроводного газа в текущем году в КНР увеличится до 22 млрд м<sup>3</sup> или на 43 %. Продолжается работа над проектом поставок газа «Союз Восток», который пройдет по территории Монголии и станет продолжением российского газопровода «Сила Сибири – 2». Проект позволит дополнительно поставлять 50 млрд м<sup>3</sup> в год. Будет построена перемычка между «Силой Сибири» и газопроводом «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Заключено межправительственное соглашение с КНР о прокладке дальневосточного маршрута поставок газа (+10 млрд м<sup>3</sup> в год к 2025 г.).

Эти проекты в области развития газотранспортной инфраструктуры позволят объединить в единую сеть всю газотранспортную систему страны и создать возможность для реализации на экспорт в восточном направлении трубопроводного газа в объеме до 100 млрд м<sup>3</sup>.

Развивается сотрудничество с партнерами из АТР в части СПГ-проектов. Обсуждается возможность заключения новых долгосрочных контрактов на поставки СПГ, в том числе с перспективных проектов, а также долевого участия в ряде предприятий СПГ. Ожидается, что новые заводы СПГ на Ямале позволят к 2030 г. обеспечить производство сжиженного природного газа на уровне до 100 млн т.

Совокупный объем экспорта газа на Восток к 2030 г. вырастет до 170 млрд м<sup>3</sup>, что более чем в 5 раз выше показателей с 2021 г.

Для наращивания торговли углем рассматривается проект межправительственного соглашения с Китаем о сотрудничестве в угольной сфере. Документ предусматривает возможность поставки угля и продуктов его переработки в КНР в объеме не менее 100 млн т в год.

В этой связи Президент России поставил задачу скорейшего расширения Байкало-Амурской и Транссибирской магистралей. Пропускная способность Восточного полигона железных дорог должна увеличиться до 180 млн т уже в 2024 г.

Продолжается работа над сокращением времени прохождения таможенных процедур и повышением пропускной способности пунктов пропуска, а также оптимизацией технологии грузоперевозок. Предстоит работать над расширением ресурсной базы Дальнего Востока, так как прирост спроса во многом будут обеспечивать месторождения, максимально приближенные к потребителям АТР.

Одним из перспективных направлений также является Вьетнам, где прогнозируется рост импорта угля для удовлетворения внутреннего промышленного спроса. Согласно проекту стратегии развития угольной промышленности Вьетнама, страна будет импортировать 50–83 млн т/год угля в период 2025–2035 гг.

Развивается партнерство российских компаний с коллегами из стран АТР по реализации совместных проектов как на территории друг друга, так и третьих стран.

Продолжается работа учрежденного в 1981 г. совместного предприятия «Вьетсовпетро», которое стало флагманом сотруд-

**В разы вырос экспорт российских энергоресурсов в Индию и Китай. Россия находится на втором месте среди ведущих поставщиков нефти в Китай и на первом месте по отгрузке нефти в Индию**



Заливка первого бетона на третьем энергоблоке АЭС «Сюйдапу»

Источник: XINHUA / atomic-energy.ru

ничества в отраслях ТЭК России и Вьетнама. Российский «Газпром» совместно с вьетнамской PetriVietnam реализует проект по промышленной добыче газа на месторождениях «Мок Тинь» и «Хай Тхат». Обсуждаются возможности участия вьетнамской стороны в разработке Северо-Пуровского газоконденсатного месторождения.

В 2010 г. на территории Бангладеш «Газпром» начал работу по поиску и разработке месторождений углеводородов. В январе 2020 г. были подписаны меморандумы о стратегическом сотрудничестве по разведке новых нефтегазовых месторождений на о. Бхола.

Рассматриваются варианты сотрудничества с Таиландом в области разведки и добычи углеводородов, СПГ-проектах.

В электроэнергетике изучается возможность строительства генерирующих и се-

тевых объектов для расширения поставок электроэнергии в Китай, а также реализации совместных проектов в сфере гидро- и атомной энергетики. Предпринимаются шаги по организации производственной кооперации с индийскими производителями по совместному участию в проектах модернизации и строительства ТЭС в Индии. Российские операторы заинтересованы в участии в проектах модернизации, расширения и строительства новых энергоэнергетических объектов во Вьетнаме и Бангладеш, в том числе в проектах ВИЭ.

Российские специалисты возводят современные атомные электростанции в странах АТР. В 2018 г. в Пекине состоялось подписание стратегического пакета документов, определяющих основные направления развития сотрудничества между Россией и Китаем в сфере атомной энергетики на ближайшие десятилетия. В частности, в рамках достигнутых тогда договоренностей сооружаются два энергоблока № 3 и № 4 АЭС «Сюйдапу» с реакторами российского дизайна ВВЭР-1200 поколения «три плюс» и два новых энергоблока № 7 и № 8 с такими же реакторами на АЭС «Тяньвань» (первая очередь этой АЭС, энергоблоки № 1 и № 2, также была построена российскими специалистами и находится в коммерческой эксплуатации с 2007 г.).

Россия сотрудничает с КНР в области сооружения китайского демонстрационного реактора на быстрых нейтронах (CFR-600), поставок российских радиоиз-

отопных термоэлектрических генераторов (РИТЭГ) для китайской лунной программы, медицинских радиоизотопов и по ряду других направлений в области мирного применения ядерных технологий.

С Индией подписаны контракты на первоочередные проектные работы, рабочее проектирование и поставку основного оборудования для третьей очереди АЭС «Куданкулам» (энергоблоки № 5 и № 6). Первая очередь АЭС «Куданкулам» уже введена в эксплуатацию (блок № 1 в 2014 г., блок № 2 в 2016 г.), вторая очередь (блоки № 3 и № 4) находится в стадии сооружения.

В Бангладеш в 2017 г. состоялась заливка первого бетона АЭС «Руппур», сооружаемой по российскому проекту. В настоящее время на стройплощадке станции выполняются строительные-монтажные работы.

Обсуждаются вопросы технологического сотрудничества со странами АТР в отраслях энергетики.

Продолжается развитие транспортных коридоров, в том числе МТК «Север – Юг» и Северного морского пути. В ходе государственного визита лидера КНР в Москву было принято решение о создании российско-китайской рабочей группы по развитию маршрута.

Для беспрепятственного доступа российского нефтяного сырья на рынки рассматривается возможность создания с дружественными государствами новой

Нефтяной танкер  
Источник: gures.ru



**В полтора раза вырос экспорт трубопроводного газа в Китай, составив по итогам года 15,4 млрд м<sup>3</sup>. Экспорт СПГ из России в Китай за 2022 г. составил 6 млн т (+35,2% к 2021 г.)**

**Поставки нефти в Индию в прошлом году увеличились в 19 раз, до 41 млн т, а угля – в 3 раза, до 20 млн т. Экспорт нефтепродуктов в Индию за 2022 г. достиг уровня 6,2 млн т**

системы клубов взаимного страхования и перестрахования рисков перед третьими лицами (P&I страхования). Ее главное преимущество – независимость от страховых и банковских услуг недружественных стран, устойчивость и масштабируемость для всех видов поставок. Важными элементами предлагаемой системы являются вопросы проведения платежей и конфиденциальности участников. Таким образом, новый механизм не будет подвержен рискам в виде незаконных санкционных ограничений.

В рамках создания альтернативной системы страхования грузоперевозок имеется большой потенциал в части использования банковской гарантии вместо страховки для покрытия ответственности грузоперевозчиков.

Для укрепления финансового суверенитета страны особое значение приобретает ускоренный переход на расчет в национальных валютах. Сегодня значительная часть расчетов осуществляется в рублях, юанях и рупиях. При этом мы видим все большее количество стран, которые переходят на расчеты в национальных валютах со своими партнерами.

Энергетический сектор России обладает колоссальным потенциалом с точки зрения установления и развития прочных деловых и торговых связей в международном масштабе, построения надежных логистических цепочек.

Несмотря на внешнее давление, Россия остается одним из ключевых игроков мирового энергетического рынка. Наша задача – максимально эффективно использовать открывающееся «окно возможностей» на новых горизонтах, повысить конкурентоспособность отраслей ТЭК и расширить географию сотрудничества.

# Проблемы и перспективы развития электроэнергетики в восточных регионах России

## Problems and Prospects for the Development of Electric Power Industry in the Eastern Regions of Russia

Валерий СТЕННИКОВ  
Директор, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, академик РАН, д. т. н.  
E-mail: sva@isem.irk.ru

Valery STENNIKOV  
Director of Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (RAS), Academician or RAS, Dr. Tech. Sci.  
E-mail: sva@isem.irk.ru

Владимир ГОЛОВЩИКОВ  
Главный специалист, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, к. т. н., старший научный сотрудник  
E-mail: vladgo@isem.irk.ru

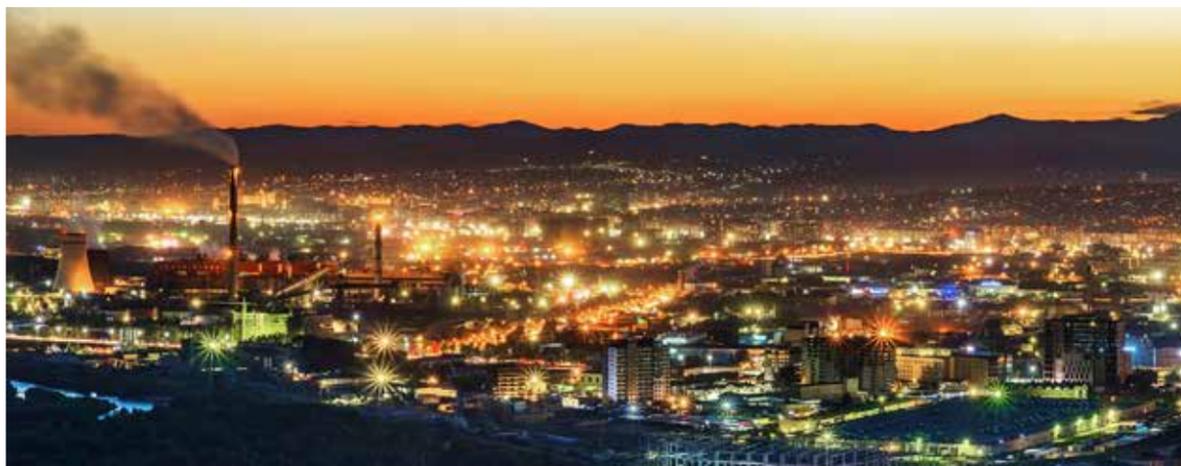
Vladimir GOLOVSHCHIKOV  
Chief specialist at Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Cand. Tech. Sci., Senior research fellow  
E-mail: vladgo@isem.irk.ru

Алексей ОСАК  
Научный сотрудник, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН  
E-mail: osakalexey@mail.ru

Alexey OSAK  
Researcher at Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences  
E-mail: osakalexey@mail.ru

Улан-Уде

Источник: pxhere.com



Аннотация. В статье рассматривается современное состояние энергетики восточных регионов России, и прежде всего, электроэнергетики, а также тенденции, вызовы и угрозы этой отрасли. Показано, что электроэнергетический потенциал восточных регионов страны обеспечивает текущее и перспективное покрытие спроса на электроэнергию и мощность. Анализ выявил, что угрозы энергетической безопасности этих регионов в среднесрочной перспективе не существует. Рассматриваются проблемы, связанные с дефицитом электрической мощности, который носит локальный характер. Предлагается ряд мер регионального и федерального значения, направленный на ликвидацию этого дефицита. Анализируется также направление по интеграции регулируемого рынка электроэнергии Дальнего Востока во вторую ценовую зону конкурентного оптового рынка России.

*Ключевые слова:* топливно-энергетический комплекс, электроэнергетика, нефтегазовый комплекс, угольная отрасль, теплоснабжение, восточные регионы, проблемы, функционирование, перспективы развития.

Abstract. The article discusses the current state of the energy sector in the Eastern regions of Russia with a focus on the electric power industry, as well as trends, challenges, and threats in this industry. The electric power potential of the Eastern regions of the country is shown to provide the current and prospective coverage of the demand for electricity and power. The analysis indicates that there is no threat to the energy security of these regions in the medium term. The problems associated with the electric power shortage of a local nature are considered. Several measures of both regional and federal significance are proposed to eliminate this shortage. The trend towards integration of the regulated electricity market of the Far East into the second price zone of the competitive Russian wholesale market is also analyzed.

*Keywords:* energy sector, electric power industry, oil and gas complex, coal industry, heat supply, eastern regions, problems, functioning, development prospects.



## Необходимо разработать региональные программы развития распределительного электросетевого комплекса напряжением 35 кВ и ниже

### Введение

Последние годы, и особенно в 2022 и начале 2023 г. активно обсуждается тема появления дефицита электрической энергии (мощности) на юге ОЭС Сибири, и прежде всего, в Иркутской области, Республике Бурятия и Забайкальском крае [1]. Еще

два-три года назад его не существовало. Энергосистемы этих регионов всегда были избыточными по электрической мощности. Дефициты мощности, конечно, существовали, но они носили локальный характер и были обусловлены неразвитостью электрических сетей (прежде всего низких классов напряжения 35 кВ и ниже), к которым подключено большинство потребителей регионов.

Текущая ситуация требует проведения системного анализа сложившихся энергетических проблем и нарастающих тенденций для всей ОЭС Сибири, территориально охватывающей Сибирский федеральный округ (СФО) и частично территории Дальневосточного федерального округа (ДВФО). Он должен опираться на оценку существующего состояния, перспективные прогнозы социально-экономического развития входящих в них регионов и возрастающие уровни спроса на энергию. Сложность такого анализа обусловлена ограниченностью доступа к статистической и корпоративной информации, закрытость которой постоянно растет.



Красноярская ГЭС

Источник: letsgophotos.ru

### Краткая характеристика ОЭС Сибири

ОЭС Сибири функционирует на территории 10 субъектов Сибирского федерального округа (СФО) и включает в себя 8 региональных электроэнергетических систем (РЭЭС) субъектов Федерации, в том числе: Красноярская (а также Тыва), Иркутская, Кемеровская, Алтайская (Алтайский край и Республика Алтай), Омская, Хакасская, Томская и Новосибирская. Эти региональные ЭЭС, существенно отличаются по составу и мощности генерирующих источников, а также по составу потреби-

телей и, как следствие – по объемам потребляемой электроэнергии. Управление технологическим режимом работы ОЭС Сибири достаточно надежно и эффективно осуществляет структурное подразделение СО ЕЭС РФ – Объединенное диспетчерское управление Сибири (ОДУ Сибири), которое расположено в г. Кемерово. Кроме того, в зону действия ОДУ Сибири исторически входит управление режимами энергетических систем Республики Бурятия и Забайкальского края, которые входят в состав ДВФО, но их основные электрические связи ориентированы на ОЭС Сибири.

Суммарная установленная мощность генерирующих объектов ОЭС Сибири более 52,2 ГВт. Электросетевой комплекс (ЭСК) ОЭС Сибири состоит из системообразующих ЛЭП напряжением 110–500 кВ (одна ЛЭП в габаритах 1150 кВ) и распределительных сетей с классом напряжения 35 кВ и ниже, к которым подключено большинство потребителей СФО. На территории СФО действуют крупные электросетевые компании (ЭСК): ОАО «ИЭСК» (входит в структуру Еп+); ПАО «ФСК ЕЭС»-«МЭС Сибири»; филиалы ПАО «МРСК Сибири».

ОЭС Сибири связана ЛЭП высоких классов напряжения с энергосистемами Урала (включая Тюмень) и Востока (связи с малой пропускной способностью на на-

**Перетоки мощности в размере около 2 млн кВт по транзиту «Сибирь – Урал – Центр» (межсистемные связи) обеспечивают достаточно устойчивый режим функционирования всей ОЭС Сибири**

пряжении 220 кВ), а также с энергосистемами соседних стран: Казахстана, Монголии и Китая. Электросетевой комплекс ОЭС Сибири является технологической основой для оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ и РРЭМ соответственно). По данным на 01.01.2023 г. распределение установленной мощности по различным типам электростанций представлено следующим образом: гидроэлектростанции (ГЭС) – 25,4 ГВт (48,5 %); тепловые электростанции (ТЭС) – 26,5 ГВт (50,7 %), солнечные электростанции (СЭС) – 0,4 ГВт (0,8 %). Значительная доля ГЭС (порядка 50 %), с одной стороны, является положительным фактором (как традиционный источник возобновляемой энергии – ВИЭ), а с другой стороны, обуславливает необходимость содержать в ОЭС Сибири резервные тепловые мощности («холодный» и «горячий» резервы), так как выработка электроэнергии на ГЭС зависит от режимов водности. Это влияние было весьма существенным несколько лет назад, когда наблюдался маловодный период.

Общая протяженность линий электропередачи составляет более 100 тыс. км (рис. 1).

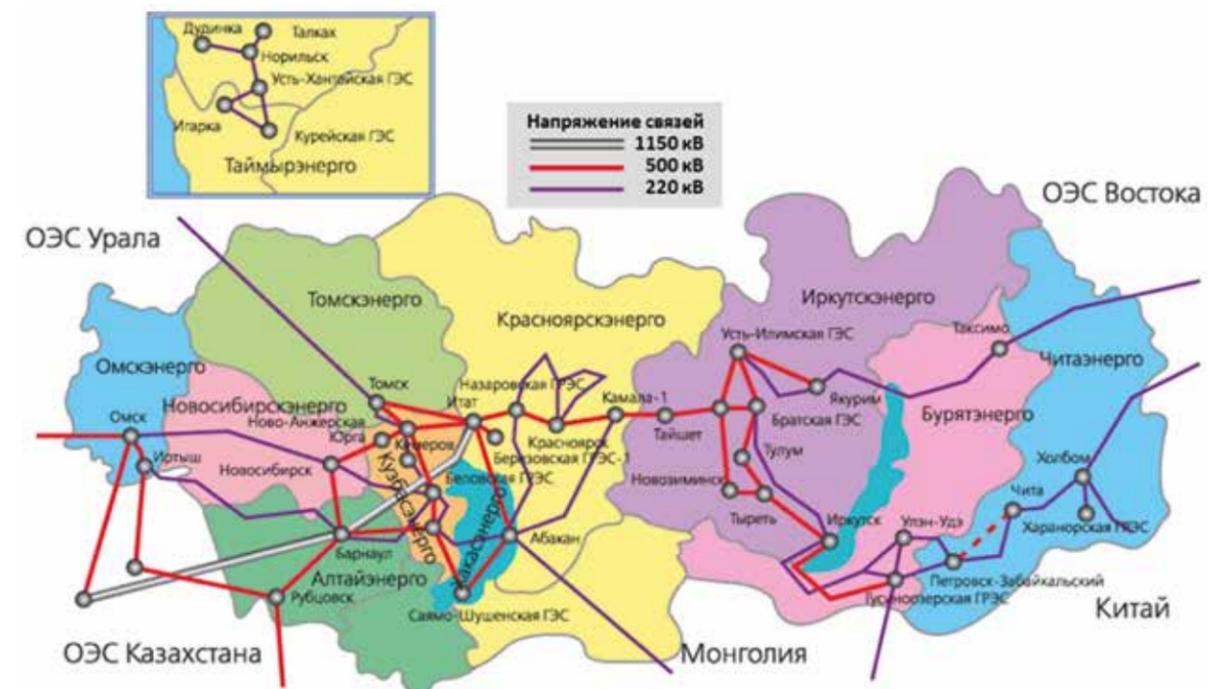
Перетоки мощности в размере около 2 млн кВт по транзиту «Сибирь – Урал –

**В структуре потребителей в ОЭС Сибири наиболее высокая доля приходится на металлургию – 40%, прежде всего, алюминиевые заводы, значительную долю потребителей составляет население – 13%**

Центр» (межсистемные связи) обеспечивают достаточно устойчивый режим функционирования всей ОЭС Сибири, в том числе сглаживая в значительной степени колебания режимов работы ГЭС.

В 2022 г. в ОЭС Сибири было выработано около 210 млрд кВт·ч электрической энергии. В тот же период потребление электроэнергии по ОЭС Сибири составило 212,4 млрд кВт·ч, недостающая разница (2,4 млрд кВт·ч) покрывалась за счет внешнего перетока из ОЭС Урала. При этом в отдельные периоды года переток меняет свое направление с западного на восточное и наоборот.

Рис. 1. Схема основных электрических сетей ОЭС Сибири



Период	Дата прохождения максимума	Установленная мощность	Располагаемая мощность	Рабочая мощность	Нагрузка	Собственный максимум потребления	Сальдо перетоков (+прием, –выдача)
декабрь 2022 г.	15.12.22 7:00	52 230	40 292	32 562	30 442	31 750	1 308
январь 2023 г.	23.01.23 7:00	52 230	40 558	36 781	30 975	31 812	838
февраль 2023 г.	06.02.23 6:00	52 254	40 078	35 655	29 976	31 435	1 459

Таблица 1. Показатели баланса мощности ОЭС Сибири на час собственного максимума в МВт

В структуре потребителей электроэнергии в ОЭС Сибири наиболее высокая доля приходится на металлургию – около 40 %, прежде всего, это алюминиевые заводы. Весьма значительную долю электроэнергии потребляет население – около 13 %, при этом она постоянно увеличивается и в ряде регионов составляет основной прирост нагрузки.

По данным АО «СО ЕЭС» максимумы нагрузки были достигнуты в декабре 2022 г., январе – феврале 2023 г. (таблица 1).

Согласно информации, приведенной в таблице 1, существенный непокрываемый дефицит в ОЭС Сибири отсутствует. Дефицит мощности появляется только при пиковых нагрузках в некоторые зим-

ние месяцы. Существующие ЛЭП между энергосистемами позволяют в настоящее время обеспечивать необходимые объемы перетоков электроэнергии и мощности.

Формирующийся дефицит мощности и электроэнергии в южной части Иркутской области покрывается перетоком из системы Республики Бурятия в объеме около 100–150 МВт мощности. Анализ ситуации в СФО показывает, что имеющиеся в настоящее время в ОЭС Сибири резервы электрической мощности в целом способны покрыть прогнозируемый рост нагрузки, связанный со сдержанным социально-экономическим развитием регионов Сибири (1,5–2 %). Существенный дефицит электрической мощности может

Красноярский алюминиевый завод

Источник: rbgmedia.ru



ЛЭП в Бурятии

Источник: gazetarb.ru

возникнуть только в случае, если темпы роста их социально-экономического развития составят не ниже 5–10 % в год [4]. Существующий дефицит электрической мощности в некоторых районах СФО пока имеет в основном локальный характер и обусловлен прежде всего неразвитостью электрических сетей и значительным разрывом установленной и рабочей мощностью генерирующих источников. Более сложная проблема в Иркутской области, где устранение нарастающего дефицита мощности можно решить либо строительством новых генерирующих источников, либо строительством высоковольтных ЛЭП (напряжением 220–500 кВ), а также

широким применением устройств компенсации реактивной мощности в существующих сетях [1]. Дефицит мощности здесь связан с развитием «Восточного полигона» с существенным увеличением тягового электроснабжения реконструируемой Байкало-Амурской магистрали (БАМ). Без реализации данного направления невозможно повысить пропускную способность БАМа до 180–200 млн т в год к 2024 г., даже если будут успешно выполнены общие строительные работы по железнодорожному полотну, мостам, тоннелям и т. д. Увеличение пропускной способности за счет усиления тепловозной тяги приведет к существенному удорожанию перевозок.

Следует отметить, что критически уязвимые объекты, влияющие на обеспечение надежного и качественного электроснабжения в ОЭС Сибири, которые могли бы поставить под угрозу энергетическую безопасность СФО, в настоящее время отсутствуют. Это подтверждают исследования, проведенные ИСЭМ СО РАН по анализу энергетической безопасности в СФО. Проблемы, связанные с энергобезопасностью, которые могут привести к критической ситуации, обусловлены главным образом темпами старения основных фондов электроэнергетической отрасли [5, 6].

**Существенный дефицит мощности может возникнуть только в случае, если темпы роста социально-экономического развития Иркутской области и юга Сибири составят не ниже 5–10 % в год**

## Проблемы энергосистемы Сибири

Энергетическая система Сибири создавалась под развитие производительных сил всей страны. Энергоисточники и электрические сети развивались вокруг мощных производственных комплексов и наоборот – наличие мощных источников электроэнергии обуславливало сооружение энергоемких производств (например: около ГЭС), это первое. Второе, Сибирь обладает высоким гидроэнергетическим потенциалом, поэтому здесь сооружались мощные ГЭС с многолетним режимом регулирования с целью энергоснабжения будущих энергоемких производств – алюминиевых заводов, химических производств и лесопромышленных комплексов. Третье, большие запасы угля способствовали созданию крупных тепловых электростанций на угольных разрезах, в частности таким является Канско-Ачинский теплоэнергетический комплекс. Для передачи мощности и энергии на мощные производственные комплексы и социальную сферу строились протяженные высокового напряжения (500, 220 кВ) линии электропередачи, которые в свою очередь формировали Единую электроэнергетическую систему Сибири, как важнейшую часть ЕЭС страны.

Электрическая нагрузка (электрическая мощность) промышленного сектора экономики страны, подключаемая к высоковольтным системообразующим сетям, преобладала в общей структуре нагрузок Сибирского региона. Электрическая нагрузка населения, сферы услуг, подключаемая к низковольтным – распределительным сетям, была минимальной. В настоящее время ситуация изменилась, нагрузка промышленного производства падает, а на-

**В Иркутской области при равном потреблении в 2022 г. и в 1989 г. в 64–66 млрд кВт·ч, промышленное потребление сократилось с 74 до 56%, а нагрузка населения увеличилась с 4 до 15%**



Река Енисей

Источник: evgeny75 / depositphotos.com

селения и сферы услуг растет. Например, в Иркутской области при одинаковом электропотреблении в 2022 г. и в 1989 г. соответственно в объеме более 64 млрд кВт·ч и 66 млрд кВт·ч, промышленное потребление электроэнергии сократилось с 74 до 56 %, а нагрузка населения увеличилась с 4 до 15 % и продолжает увеличиваться. В результате перегруженными оказались сети низкого напряжения 35 кВ и ниже. Другая структурная проблема связана с тем, что освободившиеся в результате сокращения потребления электроэнергии промышленностью, невостребованные электрические мощности оказались сосредоточенными на севере, а электрические нагрузки (прежде всего населения и социальной сферы) возрастают на юге. Это приводит к необходимости строительства либо линий электропередачи, либо новых источников генерации на юге региона [1].

Кроме того, отсутствие необходимой пропускной способности электрических сетей, соединяющих электростанции с потребителями, приводит к «запиранию мощности» – невозможности выдачи мощности этих электростанций в сеть.

Следующий важный вопрос возникает с большим разрывом установленной (по составу основного оборудования), располагаемой (по составу оборудования находящегося в работе) и рабочей мощности (располагаемая мощность минус мощность оборудования находящегося в ремонте).

По величине в декабре 2022 г. (см. таблицу 1) это соответствует следующему соотношению 52230 / 40292 / 32562 или 100 % / 77 % / 62 %. В отдельные периоды эти разрывы достигают более глубокой величины. В какой-то мере это объясняется наличием большой доли ГЭС в структуре электрогенерирующей мощности. Выработка ими электроэнергии во многом определяется естественными колебаниями годового стока рек Ангаро-Енисейского бассейна, энергетический потенциал которого составляет от 70 до 120 млрд кВт·ч. В связи с этим, в балансы электроэнергии закладывается, как правило, гарантированная выработка электроэнергии, соответствующая маловодной ситуации.

Во многих случаях разрывы между установленной и располагаемой мощностью электростанций связаны с несоответствием мощности вспомогательного и основного оборудования электростанций. Управление планами ремонтных работ также существенно влияет на уровень рабочей мощности.

Несмотря на имеющийся общий резерв электрической мощности в ОЭС Сибири (как было показано выше), в отдельных субъектах СФО таких, как Алтайский край, Омская и Томская области, Республика Тыва, существует несбалансированность нагрузки потребителей и генерирующей мощности электростанций. В сумме по перечисленным четырем регионам он состав-

ЛЭП в СФО

Источник: energy-polis.ru



## Прирост электрических нагрузок за 2023–2028 гг. в связи с развитием промышленности прогнозируется на уровне 3560 МВт (около 12%). Более 700 МВт потребуется для алюминиевых заводов

ляет 874 МВт (1,7 % от суммарной нагрузки ОЭС). Этот объем недостающей мощности, для обеспечения качественного и надежного электроснабжения потребителей, покрывается за счет небольших избытков мощности в других энергосистемах СФО, а также за счет перетоков мощности из смежных энергосистем Урала, Центра.

Рост электрической нагрузки населения связан, с одной стороны, с развитием индивидуального малоэтажного загородного жилищного строительства с электроотоплением. Особенно это актуально для сибирских регионов, где практически отсутствует газоснабжение. К ним следует отнести текущих и будущих участников федерального проекта «Чистый воздух» – Красноярск, Улан-Удэ, Кызыл, Абакан, Иркутск, Улан-Удэ, Свирск, Черемхово и др. Хорошо известно, что одной из главных проблем электроотопления (наряду с тарифами на электроэнергию) является крайне неравномерный в течение года график потребления электроэнергии, когда в периоды экстремального похолодания происходит пиковое потребление, часто приводящее к перегрузкам и авариям в распределительных электрических сетях. Проблема усугубляется отсутствием действующих механизмов управления спросом на электроэнергию у коммунально-бытовых потребителей. В результате требуется строительство избыточных электросетевых и генерирующих мощностей, которые не востребованы в теплое время года, что снижает экономическую эффективность энергосистем и приводит к росту тарифов.

Одним из ключевых факторов роста энергопотребления в настоящее время представляется стихийное, неорганизованное развитие майнинга криптовалюты, это

относится, прежде всего, к южным районам Иркутской энергосистемы [7]. Пока с этим процессом энергосистема справляется. Вместе с тем, увеличение сегмента таких потребителей (по количеству и объемам потребления мощности) в общей структуре электропотребления и создание крупных дата-центров (ЦОД – центры по обработке данных), которые значительно быстрее возводятся, чем промышленные объекты или жилые комплексы, может привести к острой ситуации, побуждающей дефицит мощности в некоторых районах. Фактически «майнинг» (прежде всего «серый» – нелегальный), не имеющий ни налоговой отдачи, ни оплачивающий коммунальные услуги, включая электроэнергию, по реальной цене, сегодня противопоставляется жилищному строительству и развитию производства.

### Перспективы развития ОЭС Сибири

Прирост электрических нагрузок за период 2023–2028 гг. (таблица 2) [8] в связи с развитием промышленности прогнозируется на уровне 3560 МВт (около 12 %). Более 700 МВт потребуются для алюминиевых заводов. Наибольший рост нагрузки связан с реализацией планов по расширению магистральной инфраструктуры Восточного железнодорожного полигона, освоению Ковыктинского газоконденсатного месторождения (КГКМ), разработка перспективных рудных месторождений и др. На увеличение пропускной способности БАМа и Транссиба потребуется дополнительно более 1400 МВт.

### Наибольший рост нагрузки связан с реализацией планов по расширению Восточного железнодорожного полигона, освоению Ковыктинского месторождения, разработки рудных месторождений

Дефицит на всем периоде 2023–2028 гг. по мощности при максимуме потребления будет наблюдаться по тем же субъектам СФО, что и в настоящее время (Алтайский край, Новосибирская область, Омская область, Томская область, Республика Тыва). Избыточная электрическая мощность может быть сосредоточена в таких регионах, как Иркутская область (около 2–3 ГВт), Красноярский край (около 8 ГВт), Республика Хакасия (около 4,5 ГВт). В целом запас мощности в энергосистеме Сибири составит 14,9 ГВт в 2028 г. по сравнению с 17,1 ГВт в 2023 г. Увеличение располагаемой мощности в результате ввода новой генерации суммарно 1514 МВт, модернизации оборудования 225 МВт и вывода изношенного оборудования из эксплуатации 220 МВт составит 1519 МВт. Кроме увеличения электрической мощности предполагается значительное развитие системообразующего электросетевого комплекса, обеспечивающего межсистемные перетоки в дефицитные регионы и устранения проблемы «запертой» мощности электростанций.

Таблица 2. Установленная электрическая мощность электростанций и потребление электрической энергии и мощности в ОЭС Сибири на период 2023–2028 гг.

Энергосистема	Величина	Единица измерения	Годы					
			2023	2024	2025	2026	2027	2028
ОЭС СИБИРИ	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	231021	248232	253904	256631	258176	259955
	Максимум потребления мощности	МВт	35317	37622	38228	38513	38741	38876
	Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	52461,8	52876,4	53168,4	53413,8	53748,8	53748,8

Источник: схема и программа развития электроэнергетики России на период 2023–2028 гг.

В документах перспективного развития электроэнергетики предусмотрен ряд технических мероприятий по устранению складывающегося дефицита на юге энергосистемы. Например, они включают развитие электросетевой инфраструктуры в Иркутской области. К наиболее крупным можно отнести строительство воздушной линии 500 кВ Усть-Кут – Нижнеангарская (первый этап по усилению энергоснабжения восточной части БАМа) и воздушной линии 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут, реконструкцию подстанции 500 кВ в Усть-Куте.

Территория юго-восточной части ОЭС Сибири, в которую входит Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский энергорайоны Иркутской энергосистемы, а также южные части Республики Бурятия и Забайкальского края, отнесена к зоне технологически необходимой генерации. По предварительным оценкам в СИПР, на период 2023–2028 гг. мощность вновь вводимой генерации, для частичного покрытия дефицита электрической мощности в южной части Иркутской области, должна быть не менее 690 МВт. При этом 460 МВт планируется ввести в южной части Забайкалья и не менее 230 МВт – в южной части Бурятии [8].

### Некоторые предложения по развитию ОЭС Сибири общесистемного характера

Предложения по устранению проблем, имеющих место в ОЭС Сибири, включают целый ряд технических и организационных мероприятий. Следует также отметить, что предлагаемые мероприятия (по крайней мере большинство из них) актуальны не только для СФО и ДВФО, но и для других регионов страны.

Необходимо устранить разрыв между установленной и располагаемой мощностью электростанций, который превышает 23 %, а относительно рабочей мощности он достигает более 37 %. Мероприятия по устранению разрыва мощности должны быть приоритетными по отношению к новому строительству генерирующей мощности.

Необходимо оптимально планировать ремонтные работы на электростанциях и сетевом комплексе для сокращения числа часов этих работ, особенно в периоды пиковых сезонных нагрузок. В период максимума нагрузок все оборудование долж-

но быть исправным и находиться в работе либо в резерве.

Необходимо комплексно решить вопрос по ликвидации проблемы «запертой» мощности электростанций и передачи ее в энергодефицитные регионы. Важными здесь являются межсистемные связи между региональными энергосистемами с точки зрения устранения дефицитов и оптимизации межрегиональных перетоков, определяемых несопадением пиков нагрузок из-за разницы часовых поясов. Конкретные мероприятия могут быть определены на основе системных расчетов оптимального развития и реконструкции Энергосистемы Сибири в целом, включая балансовые



Ковыктинское газоконденсатное месторождение  
Источник: «Газпром»

и режимные исследования. К сожалению, такие расчеты на основе тщательного системного анализа в настоящее время не выполняются ни при разработке СИПР электроэнергетики РФ, ни при разработке генеральной схемы развития электроэнергетики России [8, 9]. В законодательном порядке необходимо ввести процедуру согласования СИПР электроэнергетики РФ руководителями субъектов РФ.

Необходимо разработать региональные программы комплексного развития распределительного электросетевого комплекса (напряжением 35 кВ и ниже). Особенно это важно в связи вовлечением в энергоснабжение распределенной малой генерации энергии и подключения ее к энергосистеме

ме. В настоящее время, в силу изложенных выше причин, это наиболее уязвимое место в энергоснабжении населения и других экономически и социально важных потребителей, включая малый бизнес.

Необходимо существенно активизировать работу по сооружению источников генерации энергии на основе ВИЭ малой и средней мощности в изолированных и труднодоступных районах страны, в том числе для замены морально и физически устаревших дизельных электростанций (ДЭС), требующих огромных ежегодных бюджетных расходов на закупку топлива для ДЭС и их текущей эксплуатации. Компании, сооружающие ВИЭ, стремятся реа-



Майнинговая ферма в Братске  
Источник: berrybit.ru

лизировать крупные проекты (до десятков МВт), в том числе и в зонах централизованного электроснабжения, где действует механизм ДПМ, поскольку это экономически более выгодно, чем реализовывать малые ВИЭ в труднодоступных районах.

Необходимо как можно скорее вводить 4-ю категорию надежности электроснабжения потребителей, энергоснабжение которых можно ограничивать свыше 24 часов (разовое ограничение) и свыше 3-х суток за год (как это установлено для 3-й категории). Введение такой категории позволит ограничивать максимум энергосистем, исходя из фактических возможностей по электроснабжению. Наиболее остро этот вопрос стоит в работе с «майнингом».

Необходимы изменения нормативно-технической документации (НТД) в части большего стимулирования конечных потребителей (в т. ч. коммунально-бытовых) по добровольному снижению нагрузки в периоды максимума потребления и других режимных ограничений. Существующей системы управления спросом недостаточно, так как она привязана к ценам оптового рынка без учета стоимости реконструкции/развития сетей.

Необходимы изменения НТД в части более четких критериев ограничения потребителей разных категорий надежности в периоды максимума нагрузок и пикового потребления. В частности, чтобы ограничивать «майнеров» без необходимости строительства новых ЛЭП и новых электростанций с целью обеспечения кратковременного пикового потребления.

Необходимо ввести лицензирование (или иные методы регулирования) в отношении ЦОДов и «майнинга». Возможно, необходимо ввести механизмы регулирования мощности по критерию электропотребления. При этом нужно разделять ЦОДы для государственных нужд 7x24 (государственные и корпоративные ресурсы, СМИ и т. п.) от «майнеров», у которых отсутствует потребность в непрерывной работе. В отношении ЦОДов 7x24 можно требовать лицензирования на уровне Федеральной службы по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК России), а в отношении остальных требовать применения 4-й категории надежности электроснабжения. Критерий обязательного лицензирования будет являться некоторым порогом величины электропотребления майнинговыми фермами, на сотрудника предприятия или на одно домохозяйство (число прописанных жителей). Необходимо запретить стихийный «майнинг» в социально-жилищной сфере, поскольку это является нарушением требований по технической и пожарной безопасности.

Необходимо газифицировать дефицитные по электрической мощности районы, и прежде всего, пригородные районы и сельские поселения южных районов Иркутской области, Бурятии и Забайкалья, одновременно с введением мер стимулирования сокращения от электроотопления. Это позволит существенно сократить энергодефицит без дополнительного строительства дорогостоящих ЛЭП 220 и 500 кВ. Газификация позволит снизить максимум нагрузки на пике до 1 ГВт.



Усть-Илимская ГЭС  
Источник: Роман Маликов / ilim24.ru

Одним из возможных направлений, по снижению дефицита электрической мощности, может быть сооружения газопровода «Сила Сибири 2» с Ямала через Красноярский край в южные районы Иркутской области и далее по газопроводу «Союз Восток» в Монголию. Вместе с тем, более эффективной может оказаться комплексная газификация с получением широкой гаммы продуктов с добавленной стоимостью на базе Ковыктинского месторождения, расположенного в Иркутской области.

### Предложения по устранению дефицита мощности на Юге ОЭС Сибири

Поскольку реальный дефицит электрической мощности, как было показано выше, возник в юго-восточных ОЭС Сибири, то предлагаемые решения рассматриваются, прежде всего для Иркутско-Черемховского и Тулуно-Зиминского энергорайонов Иркутской энергосистемы, а также для южных районов Республики Бурятия и Забайкальского края.

Для частичной ликвидации дефицита мощности и обеспечения надежного электроснабжения потребителей Иркутской области, юга Республики Бурятия и Забайкальского края, необходимо устранить «уз-

кие места» в этих регионах. С этой целью, как отмечалось выше, на уровне 2028 г. в СиПР РФ предлагается ввести новую генерацию в объеме не менее 690 МВт, а возможно и более [8]. Изучается также возможность строительства электростанции в Бодайбинском районе мощностью около 550 МВт. Не закрыта тема по строительству Тельмамской ГЭС мощностью около 400 МВт (второй на реке Мамакан), планы по сооружению которой разрабатывались почти двадцать лет назад.

Наименее затратное мероприятие для уменьшения прогнозируемого дефицита мощности в Иркутской области является увеличение пропускной способности на 5–10 % существующих ЛЭП 500 кВ, идущих из района г. Братска в район г. Иркутска, за счет применения современных средств компенсации реактивной мощности в ЛЭП (КРМ) – без сооружения новой одноцепной ЛЭП-500 кВ.

Частичное покрытие нагрузки Восточного полигона железной дороги становится возможным с вводом строящейся воздушной линии 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут и воздушной линии 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут, реконструкции подстанции 500 кВ в Усть-Куте.

Для передачи электроэнергии из Красноярской энергосистемы необходимо усиление межсистемной связи между энергосистемами Иркутской области и Красноярским краем – сооружение третьей цепи ЛЭП-500 кВ от подстанции «НовоЗиминская» в направлении Иркутска.

Для устранения дефицита электроэнергии на Юге Иркутской области и дефицита тепловой мощности в правобережной части г. Иркутска, сдерживающего его развитие, необходимо сооружение в городе газовой теплоэлектроцентрали мощностью

---

**Необходимо устранить разрыв между установленной и располагаемой мощностью электростанций, который превышает 23 %, а относительно рабочей мощности он достигает более 37 %**

---

около 1 ГВт. В связи с этим актуальным вопросом является подача газа в Иркутск. При комплексном использовании газа, включая газохимию на существующих заводах Саянска и Ангарска, наиболее рациональным вариантом является газоснабжение с Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области. В этом случае будет достигаться синергетический эффект его использования.

Важными мероприятиями, как для Иркутской области, так и для ОЭС Сибири является модернизация существующих генерирующих мощностей электростанций и сетевых объектов сибирской энергосистемы и смежных с ней энергосистем с целью повышения возможностей по производству и передаче электроэнергии и мощности. Большая работа в этом направлении проводится структурами Еп+ по модернизации ГЭС ангарского каскада, которая близка к завершению.

### Перспективы развития энергетики Дальневосточного федерального округа

**Краткая характеристика ОЭС Востока [11].** В Объединенную энергетическую систему Востока (ОЭС Востока), входящую в состав ДВФО, включены региональные электроэнергосистемы (РЭЭС) Амурской области, Хабаровского края и Еврейской автономной области, Приморского края и Республики Саха (Якутия). Эти системы связаны ЛЭП 220 и 500 кВ, что обеспечивает единый режим их работы. ОЭС Востока имеют связи РЭЭС Иркутской области и Забайкальского края, входящих в ОЭС Сибири по ЛЭП 220 кВ с ограниченной пропускной способностью. С территории Амурской об-

**Необходимо оптимально планировать ремонтные работы на электростанциях и сетевом комплексе для сокращения числа часов этих работ, особенно в периоды пиковых сезонных нагрузок**



Байкало-Амурская магистраль в Восточной Сибири  
Источник: avrutin / depositphotos.com

ласти по линиям электропередачи 110, 220 и 500 кВ осуществляется переток в северные районы Китая.

Режимом работы ОЭС Востока управляет филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. Суммарная установленная мощность электростанций ОЭС Востока (начиная от 5 МВт и выше) по данным на 01.01.2023 г. составляет 11,2 ГВт. Общая протяженность линий напряжением 110–500 кВ около 36 тыс. км. Как и в СФО основными в структуре электростанций ДВФО являются тепловые электростанции (около 60 %).

Как было отмечено выше, электросетевой комплекс ОЭС Востока представлен сетями различных классов напряжения, но к наиболее важным следует отнести все электросети 500 кВ, входящие в структуру ПАО «Россети».

Приведенные выборочные данные по основным фондам ОЭС Востока показывают, что электроэнергетика объединенной энергосистемы региона обладает достаточно мощным потенциалом, который позволяет обеспечить покрытие спроса на электроэнергию не только в настоящее время, но и в перспективе, с учетом планируемой модернизации некоторых тепловых станций. По заявлениям руководства СО ЕЭС России, прогнозируемый ежегодный рост потребления по ОЭС Востока около 4 % [11].

Как и в ОЭС Сибири, в ОЭС Востока, начиная с конца 2021 г., наблюдаются превышения «исторических максимумов элект-

ропотребления», вызванных не только холодной погодой, но и ростом промышленной нагрузки со стороны объектов «РЖД», нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», Амурского газоперерабатывающего завода, угольных предприятий и т. д., а также коммунально-бытовой сферы [12]. Потребление электроэнергии в ОЭС Востока растет с 2021 г., в среднем около 4 % в год. В частности, в марте 2022 г. оно увеличилось на 4,4 % по сравнению с его уровнем в марте 2021 г. и составило 4186,6 млн кВт·ч. При этом выработка электроэнергии достигла 4564,6 млн кВт·ч, это на 7,5 % больше, чем в марте 2021 г. Избыток электроэнергии был направлен в Китай и в ОЭС Сибири.

### Перспективы развития электроэнергетики ДВФО

Планы развития электроэнергетической отрасли ДВФО на среднесрочную перспективу закреплены в СиПР на 2023–2028 гг. [8].

К 2028 г. спрос на электроэнергию прогнозируется на уровне 57,3 млрд кВт·ч. Особенно высокий прирост прогнозируется в 2023 г. – около 10 %, который обосновывается реализацией мероприятий по увеличению пропускной способности БАМа и Транссиба. Однако, в интервале рассматриваемого в СиПР периода сред-

Транссибирская железная дорога  
Источник: MaykovNikita / depositphotos.com



### Необходимо существенно активизировать работу по сооружению источников генерации энергии на основе ВИЭ малой и средней мощности в изолированных и труднодоступных районах страны

негодовой рост спроса на электроэнергию составит около 4,2 %.

Такие достаточно высокие прогнозируемые темпы роста спроса на электроэнергию опираются на прогнозы социально-экономического развития Дальнего Востока. Эти прогнозы находят всеобъемлющую поддержку (финансовую и организационную) руководства страны, подкрепляемые конкретными планами с соответствующим финансовым и организационным обеспечением.

Современное состояние электроэнергетики ДВФО и приведенные в СиПР (и других программных документах) перспективные прогнозы электропотребления и необходимой мощности, дают основание утверждать, что острых проблем по обеспечению достаточно надежным энергоснабжением в данном регионе в среднесрочной перспективе нет. Тем более, что нет причин, которые могли бы привести к угрозам энергетической безопасности в южных, наиболее развитых регионах ДВФО. Конечно, при условии модернизации и развития основных энергетических фондов.

В данной статье нецелесообразно рассматривать планируемые масштабные мероприятия по развитию ОЭС Востока, поскольку данная информация приведена в упомянутой СиПР. По мнению авторов необходимо рассмотреть проблему, связанную с организацией коммерческих отношений и конкурентного рынка в сфере электроэнергетики в зоне функционирования ОЭС Востока, которая достаточно подробно озвучивалась в сентябре 2022 г. на сессии «Электроэнергетика Дальнего Востока» на Восточном экономическом форуме ВЭФ-2022 [11, 12 и др.].

Функционирующий в настоящее время федеральный оптовый рынок электриче-

ской энергии и мощности (ОРЭМ) России, при всех его недостатках является конкурентным и состоит из двух ценовых зон: 1-я – европейская часть страны с Уральским регионом, а также Тюменской областью; 2-я – Сибирь от Омской области по Забайкальский край включительно. Причем, равновесные цены, которые складываются во второй ценовой зоне в результате конкурентных торгов на рынке на сутки вперед (РСВ), всегда меньше, чем в первой ценовой зоне. Рынок электроэнергии в зоне функционирования ОЭС Востока регулируется государственными структурами. По мнению многих участников данной сессии, переход к конкурентному



Забайкальск  
Источник: [rosgranstroy.ru](http://rosgranstroy.ru)

рынку электроэнергии и мощности, путем интеграции существующего регулируемого рынка во вторую ценовую зону ОРЭМ (Сибирь), позволит повысить эффективность и надежность электроснабжения потребителей, сдержать рост тарифов (цен) на электроэнергию и привлечь инвесторов в электроэнергетику. Эти надежды на положительный эффект от внедрения «конкурентных отношений» в целом могут быть приняты. Однако, многолетний опыт функционирования ОРЭМ России показывает, что сдержать рост тарифов не удастся, сохраняется перекрестное субсидирование, привлечение инвестиций происходит в ограниченных объемах. Развитие электрических сетей и генерирующих источни-

ков через механизмы RAB-регулирования и договоры предоставления мощности (ДПМ и ДПМмод) в конечном итоге происходит за счет конечных потребителей. Кроме того, крупные ошибки в прогнозах социально-экономического развития страны и, как следствие, ошибки в прогнозах электропотребления привели к тому, что в стране только по официальным данным появилось не менее 40 ГВт «лишней мощности» (в том числе из-за не вывода из эксплуатации станций и блоков, отработавших свой ресурс). Аналогичная ситуация наблюдается и в электросетевом комплексе: построено большое количество электросетей высоких классов напряжения с загрузкой не более 20 %. По сути, это «замороженные» инвестиции, которые оборачиваются значительной финансовой нагрузкой на потребителей.

Перечисленные выше проблемы должны учитываться при разработке планов развития электроэнергетики Дальнего Востока, построенных на конкурентных отношениях. Ключевую роль в этом должны иметь тщательно проработанные на основе системного подхода сценарии последствий принимаемых решений на социально-экономическое развитие ДВФО с учетом всех факторов, в том числе негативных, существенно усиливающихся в последнее время. Только такой подход позволит избежать крупных ошибок, которые были допущены ранее в других регионах страны. Достаточно прагматичный подход к внедрению конкурентных отношений в электроэнергетике ДВФО высказал заместитель министра энергетики РФ П. Сниккарс 5 апреля 2023 г. на конференции «Российская энергетика, новые грани развития» Поддержав направление по созданию конкурентных отношений, он справедливо отметил, что как в Сибири, так и на Дальнем Востоке необходимо уточнить инвестиционные проекты. Такой подход, по его словам, обеспечит выбор эффективных решений в электроэнергетике.

Что касается утверждения о готовности начать этот поэтапный процесс уже в конце 2022 г. с окончанием к 2025 г., то оно вызывает множество вопросов. Дело в том, что, как отмечалось выше, технологической основой рынка электрической энергии и мощности является развитая электрическая сеть, обеспечивающая связь между поставщиками электроэнергии и её потребителями. Если существующая

внутренняя электросеть ОЭС Востока достаточно развита (включая сети 500 кВ), то внешние связи с ОЭС Сибири состоят только из нескольких ЛЭП 220 кВ с низкой пропускной способностью. Строящаяся ЛЭП-500 кВ от г. Усть-Кута в Иркутской области не решит проблему межсистемных связей, так как ее сооружение планируется только до п. Нижнеангарск на севере озера Байкал. В утвержденном СиПР [8], на период с 2023 по 2028 гг. не предусмотрено сооружение ЛЭП-500 кВ, которые бы



Левобережная дамба, Усть-Илимск

Источник: Николай Лезин / [ilim24.ru](http://ilim24.ru)

обеспечили создание полноценной связи между ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Вызывает также вопрос, почему не переводится на напряжение 500 кВ существующая ЛЭП, построенная более пятнадцати лет назад от г. Шелехов (фактически пригород г. Иркутска) в сторону Гусино-Озерский ГРЭС (Республика Бурятия). Эта ЛЭП, работает с минимальной загрузкой под напряжением 220 кВ, а сооружалась она именно для будущего объединения ОЭС Сибири с ОЭС Дальнего Востока.

На основании вышеизложенного, можно констатировать, что без сооружения развитой электрической сети, и прежде всего на напряжении 500 кВ (а лучше на 750 кВ), создать полноценный конкурентный рынок

на основе объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока ни к 2025 г., ни к 2028 г. не представляется возможным.

Отдельно необходимо выделить инициативы, связанные с принятием в последнее время некоторых нормативно-правовых документов, которые могут существенно повлиять на обоснованность принятия решений по развитию энергетических систем.

К таким документам следует отнести упомянутый выше федеральный закон № 174, который закрепил право по разра-

ботке СиПР и генеральной схемы развития электроэнергетики России для всех регионов страны за СО ЕЭС РФ. Основная цель этого федерального закона формулируется как стандартизация процесса разработки и утверждения СиПР, результатом которой должны стать качественные программные и стратегические документы развития электроэнергетики страны и ее регионов. За субъектами РФ оставили только необходимость предоставления системному оператору информации для разработки СиПР, а также участие в так называемом «общественном обсуждении проекта СиПР». Это монополизирует фактически весь процесс планирования и прогнозирования электроэнергетики России и ее регионов, и не со-

ответствует действующей в стране схеме стратегического планирования. С таким подходом можно согласиться только для субъектов РФ с малым сегментом энергетики в их экономике и отсутствием высококвалифицированного научно-технического персонала. Утвержденная СиПР на период 2023–2028 гг. показала, что многочисленные обоснованные предложения субъектов не были приняты, «общественные обсуждения» свелись к формальному процессу, без всякой обратной связи и каких-либо объяснений. Такой подход к разработке важнейшего документа, как СиПР, неизбежно приведет к принятию не оптимальных субъективных решений в сфере электроэнергетики.

В основе концепций, стратегий, программ и планов развития энергетики в стране должна лежать обоснованная стратегия и соответствующие программы социально-экономического развития России. Причем, таких сценариев должно быть, как минимум два: оптимистический, основанный на положительных тенденциях и факторах, и консервативный, учитывающий все риски и угрозы. К сожалению, уже не раз принимались некорректно обоснованные стратегии (например, Энергетическая стратегия до 2030 г., которая к 2020 г. потребовала актуализации). Нередко в такие документы включаются мало значимые направления развития и упускаются главные. Подтверждением этому служит процесс разработки и принятия Стратегии социально-экономического развития СФО до 2035 г. (стратегия СФО). Научно-техническое сообщество, региональные власти активно включились в январь-феврале 2023 г. в процесс подготовки предложений, которые были направлены в установленные сроки в аппарат полномочного представителя Президента РФ

**Необходимо как можно скорее вводить 4-ю категорию надежности электроснабжения потребителей, энергоснабжение которых можно ограничивать свыше 24 часов и свыше 3-х суток за год**



ЛЭП в Забайкалье  
Источник: [zabrab75.ru](https://zabrab75.ru)

в СФО, комиссию по энергетике Совета безопасности РФ. Однако, как оказалось, стратегия была уже утверждена и в ней, естественно не были учтены большинство замечаний и предложений. Следует особо отметить, что принятый вариант стратегии СФО был наихудшим документом, принятым в последние годы среди документов аналогичного масштаба. В частности, в стратегии СФО практически не представлена ни промышленность, ни энергетика, ни инфраструктурное развитие округа, вместе с тем, в ней много детализированной второстепенной информации по развитию туризма, дорог и т. д. Такая стратегия не может служить механизмом и базой социально-экономического развития территорий СФО, в ней отсутствует основа для разработки стратегических и программных документов по развитию регионов СФО.

### Закключение

Состояние энергетики восточных регионов России в целом можно признать удовлетворительным. Электроэнергетический комплекс СФО и ДВФО в настоящее время обеспечивает электроэнергией в полном объеме и приемлемого качества все группы потребителей этих территорий. Накопленный потенциал электроэнергетики СФО и ДВФО может покрыть спрос на электроэнергию в среднесрочной перспективе (3–5 лет).

Возникающий дефицит электрической мощности в некоторых регионах Сибирского федерального округа носит относительно локальный характер. Он в основном определяется имеющимся разрывом установленной и рабочей генерирующей мощности в среднем не менее 40 %, неразвитостью распределительных электрических сетей низких классов напряжения. В связи с этим необходимо оптимизировать регламенты проведения ремонтных работ, изменить политику по развитию электросетевого комплекса не только в восточных регионах, но и во всей России, отдав приоритет электросетевому комплексу средних и низких классов напряжения 35 кВ и ниже. Предложенные выше некоторые организационно-технические мероприятия будут способствовать устранению сложившихся узких мест.

Остро стоящие вопросы с энергетической безопасностью СФО и ДВФО в настоящее время и в среднесрочной перспективе не наблюдаются. Вместе с тем, критическая ситуация может возникнуть, если не будут своевременно выполняться основные мероприятия, предусмотренные в СиПР, а также в случае задержки выполнения работ по реконструкции изношенных основных фондов электроэнергетики.

Положительный эффект по организации конкурентных отношений в ОЭС Вос-

тока за счет интеграции со второй ценовой зоной ОРЭМ возможен только при значительном усилении межсистемных связей между ОЭС Сибири и ОЭС Востока, при наличии позитивного результата тщательно выполненного анализа и устранения недостатков существующего ОРЭМ, который по многим признакам является только формально конкурентным.

На основе тщательно разработанной стратегии социально-экономического развития России, содержащей обоснованный прогноз потребности экономики и социальной сферы в мощности, необходимо разработать взаимодополняющие энергетические стратегии федеральных округов и субъектов РФ. Только на основании этих стратегий необходимо разрабатывать программы и планы развития энергетики. Невыполнение этих условий неизбежно приведет к принятию неэффективных решений по организации успешного функционирования и развития энергетики страны и её регионов.

*Работа выполняется в рамках государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021-2030 гг. и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, грант №019-018-00183.*

### Использованные источники

1. Стеников В. А., Головщиков В. О. Энергетика Иркутской области: тенденции, вызовы и угрозы в современных условиях // Энергетическая политика. № 12 (178), 2022 г. С. 56–71.
2. Обосновывающие материалы для схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 гг. Электронный ресурс: URL: [https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future\\_plan\\_public\\_discussion/2023/final/public\\_sipr\\_ups\\_2023-28\\_fin.zip](https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan_public_discussion/2023/final/public_sipr_ups_2023-28_fin.zip) (обращение: 04.05.2023 г.).
3. ОЭС Сибири, сайт АО «СО ЕЭС». – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/oes-siberia/> (обращение: 23.03.2023 г.).
4. Путин поручил принять меры для недопущения дефицита электроэнергии на юго-востоке Сибири. – URL: <https://tass.ru/economika/17715835> (обращение: 11.05.2023 г.).
5. Сендеров С. М., Смирнова Е. М. Индикативный анализ тенденций обеспечения энергетической безопасности Сибирского и Южного федеральных округов России // Известия РАН. Энергетика. 2022. № 3. С. 12–28.
6. Смирнова Е. М., Сендеров С. М. Анализ тенденций изменения состояния энергетической безопасности регионов на примере Сибирского федерального округа // Энергетическая политика, вып. 1. 2019. С. 75–83.
7. Маяков Д. В., Корнилов В. Н. Иркутск – столица майнинга: новые вызовы для энергосистемы // Bigpower Daily. 16.12.2022 г. – URL: <https://www.bigpowernews.ru/interview/document106777.html> (обращение: 20.03.2023 г.).
8. Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 гг.». – URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/dev-sch/> (обращение: 20.03.2023 г.).
9. Федеральный закон от 11.06.2022 г. № 174-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации». – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View> (обращение: 21.03.2023 г.).
10. ОЭС Востока, сайт АО «СО ЕЭС». – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/oes-east/> (обращение: 03.05.2023 г.).
11. Минэнерго хочет интегрировать Дальний Восток в энергорынок. Ведомости. 06.09.2022. – URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/> (обращение: 03.05.2023 г.).
12. Сайт СО ЕЭС России, ОДУ Востока. – URL: <https://www.so-ups.ru/odu-east/news/odu-east-news-view/news/21299/> (обращение: 04.05.2023 г.).

# Исследование перспектив развития гидроэнергетики в Сибири, на Дальнем Востоке и Камчатке

## Research of prospects for the development of hydropower in Siberia, the Far East and Kamchatka

Илья БЕРДЫШЕВ

Студент каф. электроэнергетич. систем НИУ «МЭИ»  
E-mail: BerdyshevII@mpei.ru

Ilya BERDYSHEV

Student of the Department of Electric Power Systems,  
National Research University «MPEI»

Владислав БИТНЕЙ

Главный специалист по управлению проектами СЭТР ПАО «Мосэнерго»  
E-mail: BitneyVD@mosenergo.ru

Vladislav BITNEY

Chief Project Management Specialist of the Expertise and Technical Development Service of PJSC «Mosenergo»

Дмитрий ГАБДУШЕВ

Студент каф. теоретич. основ электротехники НИУ «МЭИ»  
E-mail: GabdushevDM@mpei.ru

Dmitry GABDUSHEV

Student of the Department of Theoretical Foundations of Electrical Engineering, National Research University «MPEI»

Евгений ГОЛОХВАСТОВ

Студент кафедры электр. станций НИУ «МЭИ»  
E-mail: golohvastov2000@mail.ru

Evgeny GOLOKHAVASTOV

Student of the Department of Power Plants of National research university «MPEI»

Александр ЧЕГОДАЕВ

Аспирант каф. электроэнергетич. систем НИУ «МЭИ»  
E-mail: ChegodayevAA@mpei.ru

Alexander CHEGODAEV

Postgraduate student of National Research University «MPEI»

Артём ВАНИН

Доцент каф. теоретич. основ электротехники НИУ «МЭИ», к. т. н.  
E-mail: VaninAS@mpei.ru

Artem VANIN

Associate Professor of the Department of Theoretical Foundations of Electrical Engineering, National Research University MPEI, Candidate of Technical Sciences

Аннотация. Гидроэнергетика – ключевой источник энергии в мире и имеет огромный потенциал в России. В данной работе рассмотрены вопросы освоения гидроэнергетических ресурсов в стране и преимущества реализации проектов в этой сфере. Исходя из проведенного анализа следует, что развитие гидроэнергетики в Сибири, на Дальнем Востоке и в Камчатском крае может стать одним из ключевых направлений оптимизации развития энергосистемы России. В статье анализируются уже разработанные проектные решения и представлены наиболее перспективные и экономически оправданные, по мнению авторов, предложения по развитию гидроэнергетики в этих регионах.

*Ключевые слова:* электроэнергетика, ГЭС, гидроэнергетика, надежность, ОЭС, гидроресурсы, энергодефицит.

Abstract. Hydropower is a key source of energy in the world and has huge potential in Russia. In this paper, the issues of the development of hydropower resources in the country and the advantages of implementing projects in this area are considered. Based on the analysis, it follows that the development of hydropower in Siberia, the Far East and the Kamchatka Territory can become one of the key areas for optimizing the development of the Russian energy system. The article analyzes the already developed design solutions and presents the most promising and economically justified, according to the authors, proposals for the development of hydropower in these regions.

*Keywords:* electric power industry, HPP, hydropower, reliability, ECO, hydro resources, energy deficit.



### Все региональные энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными ЛЭП напряжением 220–500 кВ и выше, работают в синхронном режиме (параллельно)

#### Введение

Россия обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом, который оценивается около 9 % мирового [1], однако пока освоено около 4 %. Развитие этой отрасли сталкивается с рядом сложностей и ограничений. В частности, строительство гидроэлектростанций занимает многие годы, что замедляет процесс их внедрения в энергетическую систему страны. Кроме того, гидроэнергетика не всегда конку-

рентоспособна по сравнению с другими источниками производства электроэнергии из-за высоких затрат на строительство и эксплуатацию самих станций. С другой стороны, ГЭС обладают рядом преимуществ для энергосистемы, такими как: высокая маневренность, длительный срок эксплуатации, развитие диверсификации производства электроэнергии по видам электрических станций, а также отсутствие необходимости в импорте топлива в удаленные местности.

Гидроэнергетика стала традиционным видом возобновляемых источников энергии (ВИЭ), что также говорится в Федеральном законе № 35 от 01.06.2020 г. «Об электроэнергетике» [2]. В силу своих преимуществ гидроэнергетика является наиболее экологически целесообразным и экономически приемлемым методом решения вопросов энергетической безопасности государства на долгосрочную перспективу.

В связи с перечисленными достоинствами для энергосистемы, «Системный оператор» выступает за увеличение доли гидроэнергетики в стране [3]. Главной темой совещания, состоявшегося 25.01.2023 г. в соответствии с поручением Президента Российской Федерации от 22.12.2022 г. № Пр-246025, были вопросы, связанные с устранением адми-



Красноярская ГЭС

Источник: letsgophotos.ru

нистративных препятствий, мешающих развитию гидроэнергетики [4]. В соответствии с планом мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. [5], необходимо обеспечить реализацию проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

Согласно информации, представленной на сайте АО «СО ЕЭС» по итогам 2020 г., суммарная установленная мощность всех гидроэлектростанций в мире составила 1330 ГВт (включая 160 ГВт ГАЭС), а годовая выработка достигла 4,37 трлн кВт·ч и превосходит суммарные показатели других электростанций ВИЭ. По итогам 2021 г. общая мощность всех ГЭС мира превысила 1200 ГВт. На долю ГЭС приходится

почти 18 % мирового производства электроэнергии, они уступают только угольной и газовой генерации. В среднем в течение последних 20 лет вводы мощностей ГЭС и ГАЭС в мире ежегодно превышали 20 ГВт. К 2030 г. совокупная мощность объектов гидроэнергетики увеличится до 1555 ГВт. При этом ввод новых мощностей составит 380 ГВт, а вывод из эксплуатации старых ГЭС превысит 150 ГВт [6]. Активное развитие мировой гидроэнергетики обусловлено тем, что ГЭС имеют наименьшую долгосрочную нормированную стоимость электроэнергии (LCOE) по сравнению с другими электростанциями, а также тем, что ГЭС являются самыми низкоуглеродными источниками генерации.

Оптимизация энергосистемы России за счет ввода новых гидроэлектростанций также рассматривается в программе развития гидроэнергетики России, разработанной по заданию ПАО «РусГидро» [7]. Следует отметить, что строительство гидроэлектростанций было одним из приоритетных направлений энергетической отрасли в СССР. Сегодня многие из проектов ГЭС, которые были задуманы десятилетия назад, остаются не реализованными. Тем не менее, с учетом современных технологий и потребностей, многие из них могут быть востребованы в рамках развития гидроэнергетики России.

В работе проведен анализ гидроэнергетического потенциала объединенных

энергетических систем (далее – ОЭС) и технологически изолированных энергосистем России. Исходя из анализа было выбрано несколько регионов для перспективного освоения гидроэнергетических ресурсов и предложены варианты строительства объектов гидроэнергетики разной мощности. В работе представлены наиболее перспективные и экономически оправданные, по мнению авторов, предложения по развитию гидроэнергетики в этих регионах.

### Анализ гидроэнергетического потенциала ОЭС и технологически изолированных энергосистем

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) состоит из 71 региональной энергосистемы, которые образуют 7 объединенных энергосистем (ОЭС): Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга, Урала, Сибири (I-я синхронная зона) и Востока (II-я синхронная зона). Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными ЛЭП напряжением 220–500 кВ и выше, работают в синхронном режиме (параллельно).

В России также существуют технологически изолированные электроэнергетиче-

### Наибольшие объёмы генерирующих мощностей ГЭС ЕЭС России имеют ГЭС ОЭС Сибири – 25326,48 МВт (50,7%), которые сосредоточены на Ангаро-Енисейском каскаде, где работают крупнейшие ГЭС России

ские системы – энергетические системы, находящиеся на территориях, которые определяются Правительством Российской Федерации и технологическое соединение которых с Единой энергетической системой России отсутствует (энергосистемы Чукотского автономного округа, Камчатского края, Сахалинской и Магаданской областей, Норильско-Таймырского энергорайона Красноярского края [8]).

Гидроэлектростанции России играют важную роль в задаче обеспечения технологического функционирования ЕЭС России. На протяжении последних 30 лет они имеют долю 20 % в структуре установлен-

Богучанская ГЭС

Источник: photoalbum.rushydro.ru



**По состоянию на 01.01.2023 г. установленная мощность ГЭС ЕЭС России составила 50 105,50 МВт (20,24%), то есть за 2022 г. установленная мощность ГЭС ЕЭС России выросла на 150,68 МВт (0,3%)**

## Анализ схемы энергоснабжения севера Байкальского региона и юга Якутии показал, что основными источниками электроэнергии могут стать Мокская ГЭС и Витимский каскад электростанций

ной мощности всех электростанций России и обеспечивают около 20 % потребностей страны в электроэнергии.

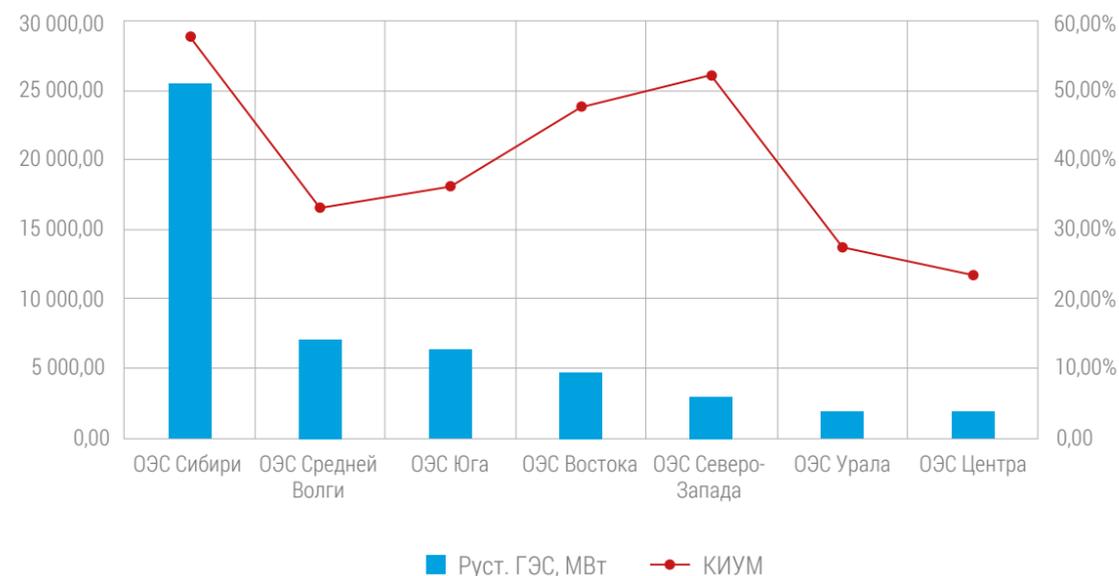
Согласно данным АО «СО ЕЭС» в ЕЭС России, по состоянию на 01.01.2022 г. ГЭС, функционирующие в составе ЕЭС России, имели установленную мощность 49 954,82 МВт (20,26 %), за 2021 календарный год они выработали 209,52 млрд кВт·ч. По состоянию на 01.01.2023 г. установленная мощность ГЭС ЕЭС России составила 50 105,50 МВт (20,24 %), то есть за 2022 г. установленная мощность ГЭС ЕЭС России выросла на 150,68 МВт (0,3 %). Опубликованные АО «СО ЕЭС» отчётные данные о функционировании ГЭС ЕЭС России по итогам 2021 г., приведены на рис. 1.

Наибольшие объёмы генерирующих мощностей ГЭС ЕЭС России имеют ГЭС

ОЭС Сибири – 25326,48 МВт (50,7 %), которые сосредоточены на Ангаро-Енисейском каскаде, где работают крупнейшие ГЭС России: Саяно-Шушенская (6400 МВт), Красноярская (6000 МВт), Братская (4500 МВт), Усть-Илимская (3840 МВт), Богучанская (2999 МВт). Вместе с другими ГЭС ОЭС Сибири, они вырабатывают ежегодно более 120 млрд кВт·ч электроэнергии, что составляет 61 % от всего объёма выработки ГЭС ЕЭС России и 12 % от всего объёма выработки электроэнергии всех электростанций ЕЭС России. Незначительные объёмы мощностей ГЭС работают в ОЭС Центра и Урала – до 2000 МВт (до 4 %) в каждой ОЭС. Средние объёмы мощностей ГЭС функционируют в ОЭС Северо-Запада, Средней Волги, Юга и Востока: ~3000–7000 МВт в каждой ОЭС с долей до 15 % от всего объёма мощностей.

Коэффициент использования установленной мощности ГЭС ЕЭС России находится в диапазоне 27,4 ÷ 57,61 % при этом средний КИУМ ГЭС по ЕЭС России составляет 47,89 %, что является хорошим показателем (обычно среднемировой КИУМ для ГЭС находится на уровне ~40 %). Наименьший КИУМ ГЭС наблюдается у ГЭС ОЭС Центра 23,64 %, что говорит о невысокой технологической эффективности работы ГЭС. Наиболее высокий КИУМ 57,61 % наблюдается у ГЭС ОЭС Сибири, что говорит об их эффективности.

Рис. 1. Показатели функционирования ГЭС ЕЭС России на 01.01.2022 г.



Река Витим, Бодайбинский район

Источник: vseгда-pomnim.com

### ОЭС Сибири: Забайкальский край и Республика Бурятия

Согласно приложению № 3 схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 гг. [9], Иркутская область, Забайкальский край и Республика Бурятия являются территориями с прогнозируемым возникновением непокрываемого дефицита мощности. Для решения вышеуказанной проблемы одним из вариантов решения может стать строительство новых ГЭС.

Для выбора места строительства ГЭС был проведен анализ гидроресурсов вышеуказанных регионов. Гидроэнергетический потенциал рассматривался как часть во-

дных ресурсов исследуемой территории, которые могут быть использованы для выработки энергии. В ходе данного исследования территории Забайкальского края и Республики Бурятия были разделены на бассейны 8 крупных рек: Шилка, Аргунь, Витим, Чара, Олёкма, Чикой, Хилок, Амазар. Установлено, что р. Витим имеет наибольшую потенциальную мощность (таблица 1), в связи с чем в дальнейшем будет рассматриваться она и её левый приток Мамакан [10].

Для покрытия дефицита мощности в Забайкальском крае и Республике Бурятия предлагается строительство первых двух ступеней Витимского каскада ГЭС (общая мощность 1410 МВт) [11, 12]: Выбор Витимского каскада ГЭС основан на его близости

Таблица 1. Потенциальные теоретические гидроресурсы

№ п/п	Бассейн реки	Площадь, км <sup>2</sup>	Потенциальная валовая мощность, тыс. кВт	Потенциальная валовая энергия, млрд кВт·ч
1	Аргунь	52 320	25,925	0,2273
2	Амазар	11 197	84,207	0,7382
3	<b>Витим</b>	<b>68 461</b>	<b>796,026</b>	<b>6,9784</b>
4	Олёкма	40 976	285,834	2,5058
5	Хилок	26 721	57,413	0,5033
6	Чара	23 178	605,442	5,3076
7	Чикой	27 722	295,317	2,5889
8	Шилка	178 197	545,4	4,7813

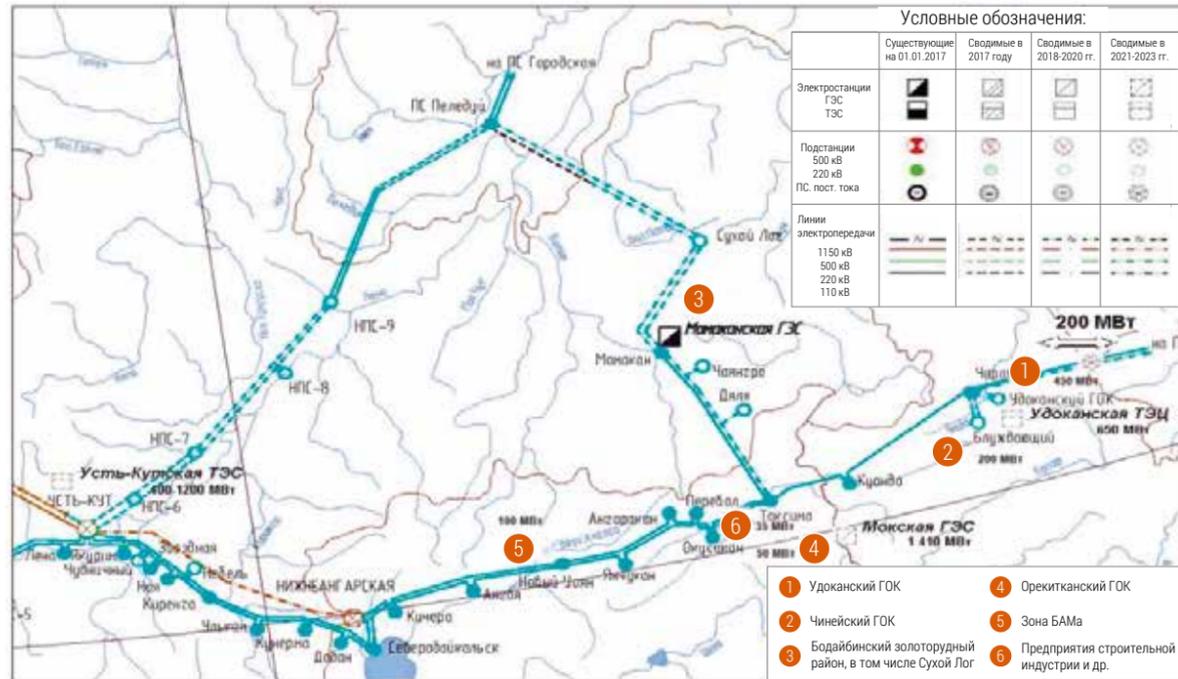


Рис. 2. Перспективная схема электроснабжения севера Байкальского региона и Юга Якутии

к крупным энергопотребителям, планирующим разработку ряда перспективных месторождений в Восточной Сибири, в частности, Удоканского месторождения меди, Озерного свинцово-цинкового месторождения, месторождений урана.

Первая ступень – Мокская ГЭС (рис. 2). Мощность – 1200 МВт (4 гидроагрегата по 300 МВт), среднегодовая выработка э/э – 4,54 млрд кВт·ч.

Вторая ступень – контррегулирующая Ивановская ГЭС. Мощность – 210 МВт (3 гидроагрегата по 70 МВт), среднегодовая выработка э/э – 1,03 млрд кВт·ч.

В ходе комплексного рассмотрения схемы энергоснабжения этого региона

**Строительство первых 2-х ступеней Витимского каскада гидроэлектростанций приведет к формированию запаса электроэнергии, который предлагается экспортировать в Китай через г. Бейдзи**

и юга Якутии, где основными источниками электроэнергии могут стать Мокская ГЭС и Витимский каскад электростанций, и на основании [11] были выделены следующие этапы реализации проекта:

I этап – строительство ВЛ 500 кВ «Мокская ГЭС – Таксимо» и ВЛ 500 кВ «Таксимо – Чита» и включение их на напряжение 220 кВ. Это позволит обеспечить начало строительства Удоканского ГОК, Мокской ГЭС, повысить надежность энергоснабжения ОЭС Сибири и снятие ограничений в Бодайбинском промузле за счет перевода двухцепной ВЛ 220 кВ «Таксимо – Мамакан» на номинальное напряжение.

II этап – включение ВЛ-500 кВ «Мокская ГЭС – Таксимо» и ВЛ-500 кВ «Таксимо – Чита» на 500 кВ для обеспечения пуска Удоканского ГОКа, золоторудных месторождений Бодайбинского района, в т. ч. Сухого Лога, начала строительства Мокской ГЭС, увеличения загрузки БАМ.

III этап – пуск Мокской ГЭС с Ивановским контррегулятором на пониженных параметрах мощностью 400 МВт для обеспечения увеличения нагрузки Удоканского ГОК, Бодайбинского промузла, Байкало-Амурской магистрали.

IV этап – ввод Мокской ГЭС на проектную мощность 1410 МВт, обеспечение на-

дежного электроснабжения потребителей региона, значительное снижение стоимости электроэнергии, в особенности для нужд электротяги БАМ.

Ввод ВЛ-500 кВ «Мокская ГЭС – Таксимо» и ВЛ 500 кВ «Таксимо – Чита» позволит решить задачи обеспечения гарантированной мощности и электроэнергии в зоне БАМ от Улан-Удэнской ТЭЦ-2, ГО ГРЭС, Харанорской ГРЭС в периоды маловодья, увеличить экспортный потенциал энергосистем Забайкалья. Обеспечивается надежная связь ОЭС Сибири с ОЭС Дальнего Востока.

Строительство первых 2-х ступеней Витимского каскада ГЭС приведет к формированию запаса электроэнергии, который предлагается экспортировать в Китай через г. Бейдзи. На текущий момент «Интер РАО» (российский оператор экспорта-импорта) поставляет электроэнергию в Китай из Амурской области по долгосрочному контракту с условием «бери или плати». Ежегодно объемы экспорта составляли около 3 млрд кВт·ч в год. Однако в 2021 г. Китай попросил увеличить поставки из-за энергодефицита [13].

Экспорт электроэнергии из РФ в Китай в январе – мае 2022 г. вырос на 96,5 % и достиг 1,78 млрд кВт·ч, что следует из таможенной статистики КНР. В денежном выражении поставки также увеличились почти вдвое, до 85,2 млн долл.

На основании вышеперечисленного очевидно, что строительство Мокской ГЭС,

**С учетом увеличения потребления электроэнергии прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и ремонтной схемах существующей сети 193–286 МВт и 598–691 МВт соответственно**

в том числе и для экспорта электроэнергии в Китай через г. Бейдзи, релевантно. Указанный вектор развития также подтверждается монографией, разработанной в ИСЭМ СО РАН [14].

### ОЭС Сибири: Иркутская область

Энергосистема Иркутской области входит в операционную зону филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и обслуживает территорию Иркутской области. Согласно отчетам АО «СО ЕЭС» [15], освоение гидроэнергетических ресурсов на текущий момент составляет 40 % и имеет огромный потенциал для выработки электроэнергии – 130 000 млн кВт·ч.

В соответствии со схемой и программой развития Иркутской области [16] (далее –

Удоканское месторождение меди

Источник: kairoseng.ru



## В ОЭС Востока имеется избыток мощности до 2035 г. и ввод дополнительной генерации не требуется. В то же время гидропотенциал Якутии является крупнейшим в стране и оценивается в 72,4 ГВт

СиПР Иркутской области) анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показал, что с учетом увеличения потребления электрической мощности прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и ремонтной схемах существующей сети 193–286 МВт и 598–691 МВт соответственно. Крупными вводимыми потребителями будут являться ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», Иркутский завод полимеров и завод неорганической химии ООО «Иркутская нефтяная компания», освоение новых перспективных месторождений золотосодержащих руд Сухой Лог и Чёртово Корято.

В рамках ввода новых мощностей в Иркутской области еще в СССР на реке Мамакан предлагалась постройка двух ГЭС для покрытия необходимой мощности для освоения крупных месторождений золота и промышленного производства. Первой была построена и введена в 1966 г. Мамаканская ГЭС, мощностью 86 МВт. Второй и основной по выработке электроэнергии должна была стать Тельмамская ГЭС, мощностью 450 МВт, высоконапорная гидроэлектростанция приплотинного типа. Проект по постройке был обоснован и разработан АО «Ленгидропроект» в 1980-е гг. Однако работы не были начаты вследствие отсутствия финансирования в 1990-е гг. Проект по Тельмамской ГЭС был возобновлен в 2008 г. в соответствии с генеральной схемой развития объектов электроэнергетики России до 2020 г.» [17], и в период 2016–2020 гг. предполагалось начать строительство. Однако вследствие отсутствия должного финансирования работы так и не были начаты.

Станцию предлагается построить выше Мамаканской ГЭС, на месте, где в реку Мамакан впадает река Тельмама (рис. 3). Для включения её в общую энергосистему потребуются строительство двух воздушных линий 220 кВ протяженностью 30 км, сое-

Река Мамакан

Источник: vseгда-pomnim.com

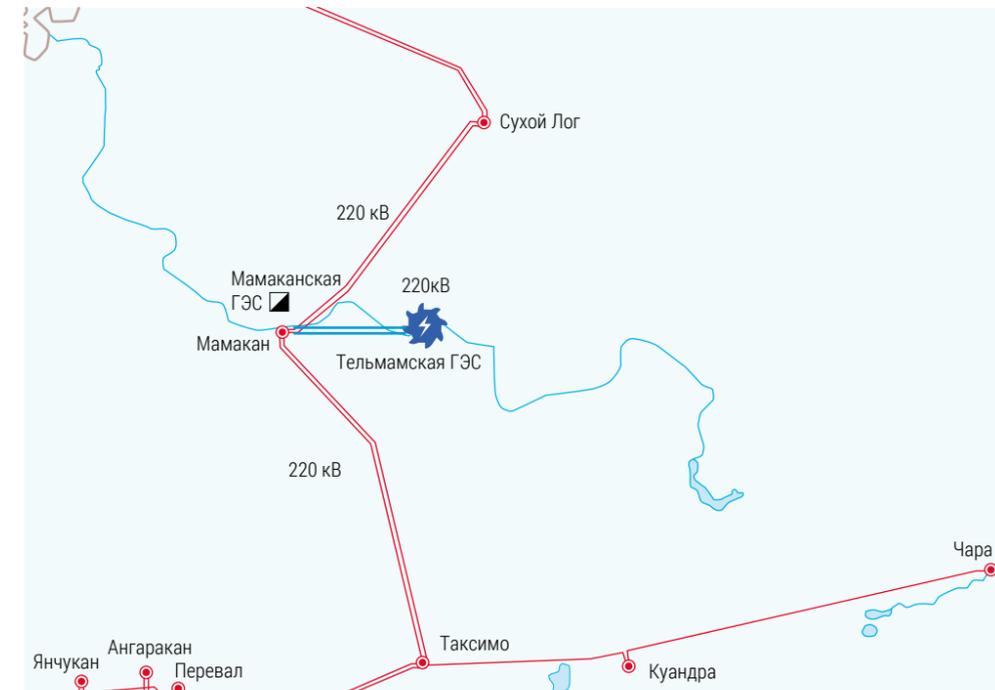


Рис. 3. Схема расположения и подключения Тельмамской ГЭС с Бурятской энергосистемой

диняющих её с ПС «Мамакан» и Бурятской энергосистемой и проходящих транзитом по территории Мамаканского муниципального образования.

Постройка Тельмамской ГЭС позволит снизить себестоимость производства электрической энергии, ускорить темпы развития промышленности и повысит уровень жизни в регионе.

### ОЭС Востока: Якутия

Согласно генеральной схеме [18], в ОЭС Востока имеется собственный избыток мощности до 2035 г. и ввод дополнительной генерации сверх плана не требуется. С другой стороны, гидропотенциал Республики Саха (Якутия) является крупнейшим в стране и оценивается в 72,4 ГВт, что составляет 22 % от общего гидропотенциала рек России. Большая его часть остается незадействованной. На данный момент в республике действуют две гидроэлектростанции: Каскад Вилюйских ГЭС 1 и 2, а также Светлинская ГЭС. На территории республики расположены 64 перспективных створа, разработка которых началась еще в советский период. Наиболее мощным гидроэнергетическим потенциалом обладает Южная Якутия [19].

В 1999 г. ОАО «Институт Гидропроект» разработал схему строительства Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (рис. 4). Согласно схеме, в состав Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса входят перспективные ГЭС на притоках реки Алдан: Средне-Учурская ГЭС на реке Учур с контррегулятором – Учурской ГЭС и Иджекской ГЭС на реке Тимптон с контррегулятором – Нижне-Тимптонской ГЭС. В качестве первоочередного объекта строительства в схеме была рекомендована Средне-Учурская ГЭС [20].

Средне-Учурская ГЭС расположена в Алданском районе республики Саха (Якутия), в 530 км к югу от Якутска, на правом

**Энергосистема Камчатки является изолированной и состоит из центрального и 13 изолированных энергоузлов. При этом регион использует только 3% своего гидроэнергетического потенциала**



Рис. 4. Схема Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса

притоке реки Алдан – реке Учур. В 20 км от населённого пункта Чагда, в 230 км от ближайшей железнодорожной станции Томмот и в 250 км от районного центра – города Алдан. ГЭС имеет установленную мощность 3350 МВт и среднемноголетнюю выработку электроэнергии 15 млрд кВт·ч.

Республика Саха (Якутия) имеет крупные запасы таких полезных ископаемых, как: алмазы, золото, слюда-флогопит, каменный и бурый угли, железные руды, природный газ и нефть, олово, вольфрам, полиметаллические руды, пьезокварц, сурьма, ртуть, апатиты.

В ближайшей перспективе Дальний Восток может занять лидирующее поло-

жение по интенсивности инвестиций, что связано с реализацией крупных проектов, таких как разработка Эльгинского месторождения угля и Эльконского уранового месторождения, строительство горно-металлургических комбинатов черной и цветной металлургии и др. [21].

В Республике Саха (Якутия) выделяют два территориально-производственных комплекса (ТПК) с интенсивным развитием: Западно-Якутский и Южно-Якутский. Суммарная потребность проектов в электроэнергии по этим двум кластерам составит на уровне 2025 г. – 2900 млн кВт·ч, к 2030 г. – 5350 млн кВт·ч, 2040 г. – 6000 млн кВт·ч, 2050 г. – 6600 млн кВт·ч [22].

В условиях обеспечения технологической независимости России является актуальным развитие кластера промышленных предприятий – гарантированных потребителей электроэнергии на Дальнем Востоке, в числе и в республике Саха (Якутия). Постройка Средне-Учурской ГЭС может дать импульс к созданию в регионе перспективных энергоёмких производств и к выходу на межрегиональный рынок Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также за рубеж.

Идеи строительства ГЭС на реках южной Якутии возникли не позднее 1960-х гг. Однако плохая транспортная доступность участков строительства, отсутствие по-

**На Камчатке основу прибыли составляет значительное уменьшение себестоимости производства электроэнергии. Сейчас она равна около 17 руб./кВт, а при производстве на малых ГЭС – 4,59 руб./кВт**

требности в таких объемах электроэнергии, гористая местность в районе постройки до настоящего времени препятствуют их реализации.

### Технологически изолированные энергосистемы: Камчатский край

Энергосистема Камчатского края является изолированной и состоит из центрального энергоузла и 13 изолированных энергоузлов. В соответствии со схемой и программой развития Камчатского края [23] (далее – СИПР Камчатского края), используется только 3 % гидроэнергетического потенциала региона.

Требуется отметить, что Камчатский край полностью зависит от внешних поставок топлива, добываемого в других регионах России. Характеристика энергосистемы Камчатского края представлена в таблице 2.

Структура установленной мощности представлена на рис. 6. Видно, что основу генерации в изолированных энергоузлах составляют дизельные электростанции (далее – ДЭС), работающие на дорогостоящем дизельном топливе. В центральном энергоузле (далее – ЦЭУ) основу генерации составляют ТЭЦ, которые лишь частично работают на газе, а оставшийся дефицит компенсируется топочным мазутом, который импортируется в регион (рис. 7).

Ниже перечислены проблемы генерирующего оборудования изолированных энергоузлов [23]:

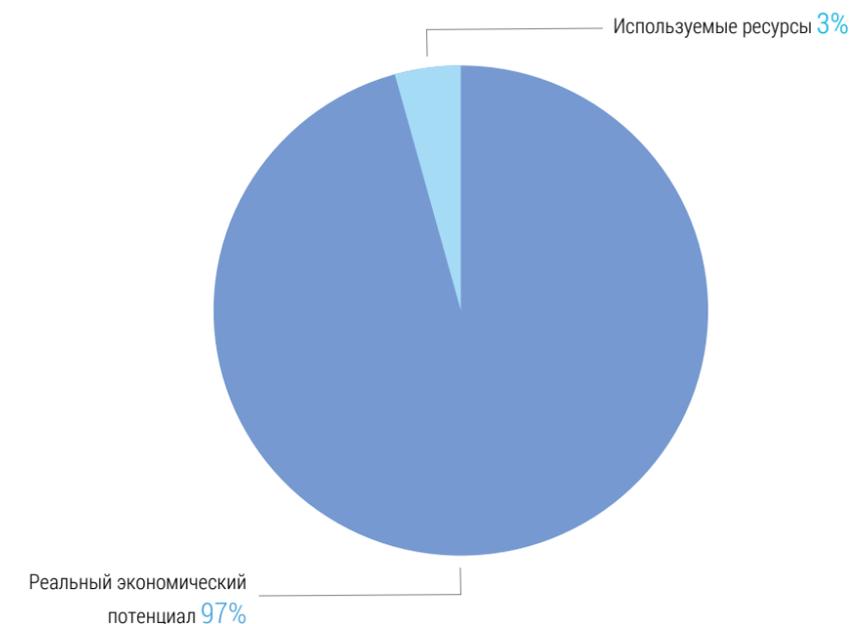
- 38 % оборудования ДЭС устарело – требуется масштабная модернизация;
- состояние парка оборудования станции Паужетской ГеоЭС (8 МВт) приближается к состоянию невосстанавливаемого износа;
- дорогостоящее привозное дизельное топливо, следовательно, высокий тариф.

Проблемы генерирующего оборудования центрального энергоузла:

- использование дорогостоящего топочного мазута;
- прогнозируемый рост цен на органическое топливо;
- снижение запасов и уровней добычи природного газа (запасы месторождений ниже ожидаемых);
- ограничения по давлению существующей газотранспортной сети.

Согласно протоколу совещания от 26 января 2015 г. по исполнению поручения Президента РФ [24] в Камчатском крае требуется ускорение решения вопроса о возможном поэтапном замещении тепловых электростанций ЦЭУ и мощностей изолированных энергоузлов на возобновляемые источники энергии. Мировой опыт в аналогичных регионах (Исландия: 71 % э/э от ГЭС, Норвегия – 99 %) показывает высокую экономиче-

Рис. 5. Энергоресурсы рек Камчатского края



Центральный энергоузел (85 % жителей края)		13 изолированных энергоузлов	
Установленная мощность электростанций, МВт			
483,15		106,8 МВт	
Максимальная электрическая нагрузка, МВт			
309,1		42	

Таблица 2. Характеристика энергосистемы Камчатского края на 01.01.2022 г.

скую эффективность производства э/э на основе гидроресурсов.

Еще в СССР рассматривалось строительство ГЭС на реке Жупанова. Проект был предложен в конце 1960-х гг. Предполагалось, что ГЭС мощностью около 200 МВт будет способна обеспечить электроэнергией крупные промышленные объекты на Камчатке, а также сократить зависимость региона от импортированной энергии [23, 25].

Однако проект строительства Жупановской ГЭС может иметь экологические проблемы в Камчатском крае, такие как: нарушение экосистемы реки, риск аварий, изменение природных ландшафтов [26, 27].

Наиболее целесообразным на текущий момент в Камчатском крае является установка малых ГЭС в изолированных энергоузлах: ГЭС на реках Белая, Россошина и Кинкиль (установленной мощности 28, 12 и 16 МВт соответственно). Возможность строительства подтверждена уже разработанными проектами АО «Ленгидропроект», АО «Московский областной институт «ГИДРОПРОЕКТ» [23]. Внедрение данного решения для изолированных энергоузлов

позволит обеспечить снижение зависимости от поставок дорогостоящего топлива, значительное снижение себестоимости электрической энергии и улучшение экологической ситуации.

### Итоги и результаты внедрения: технико-экономическое обоснование

Технико-экономические показатели предложенных решений представлены в таблице 3. Графики окупаемости проектов – на рис. 8 (где CAPEX – капитальные затраты, R – ставка дисконтирования, DPP – окупаемость с учетом ставки дисконтирования, NPV – дисконтированный доход, PI – индекс рентабельности).

В Камчатском крае основу прибыли составляет значительное уменьшение себестоимости производства электроэнергии. На текущий момент себестоимость на Камчатке равна около 17 руб./кВт [23]. А себестоимость производства электроэнергии на малых ГЭС – 4,59 руб./кВт [24].

Рис. 6. Структура установленной мощности Камчатского края (а – ЦЭУ, б – изолированных энергоузлов)

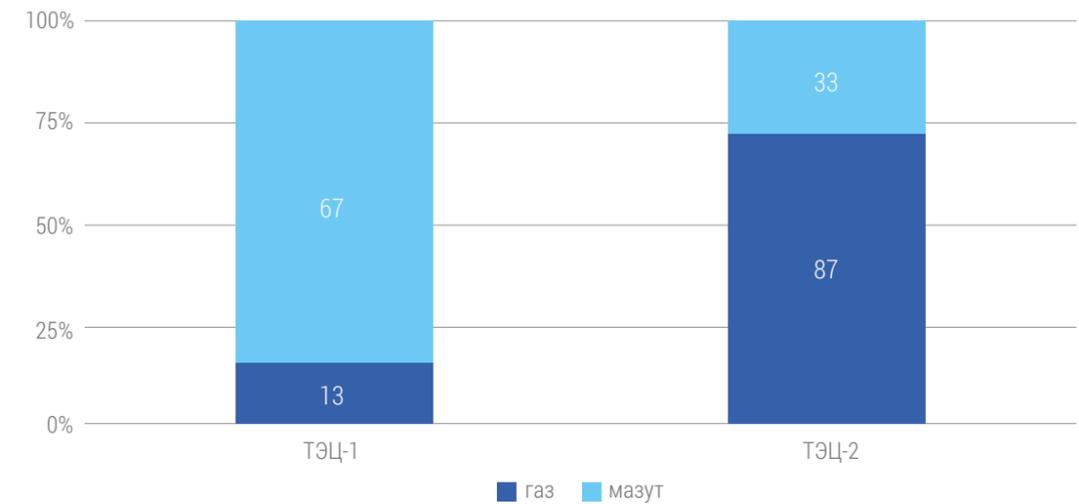
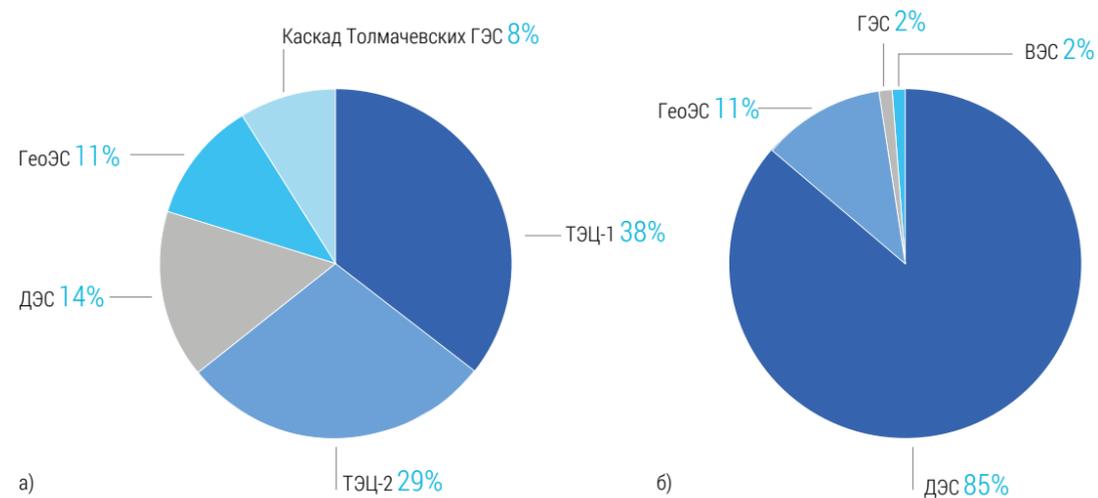


Рис. 7. Доля потребления условного топлива

Для ГЭС в Республике Бурятия и Якутии часть прибыли связано с экспортом. В Иркутской же области мы ориентированы на потребителей из России. Исходя из анализа видно, что все три ГЭС окупаются за период до 20 лет, что является высоким показателем в текущей обстановке и для таких масштабных проектов. Однако следует отметить, что ГЭС в Иркутской области и в Якутии окупаются при рассмотрении оптимистичного сценария при значительной поддержке инвесторов, либо государства.

### Заключение

Проведен анализ освоения гидроэнергетических ресурсов в России. Учитывая совокупность таких факторов, как значительная доля неосвоенного потенциала и высокие показатели КИУМ по отдельным регионам, прогнозируемое увеличение экспорта электроэнергии в Китай, высокие затраты на доставку топлива в удаленные регионы и не покрываемый дефицит мощности (которые имеют разную долю в зависимости от региона), выявлена перспек-

тива развития гидроэнергетики в Сибири, Дальнем Востоке и Камчатском крае.

В ходе анализа были рассмотрены уже разработанные проектные решения по строительству ГЭС в указанных регионах, которые до сих пор не реализованы. В результате исследования были предложены наиболее привлекательные и экономически оправданные проектные решения:

- первые две ступени Витимского каскада ГЭС (общая мощность 1410 МВт);
- Тельмамская ГЭС (мощностью 450 МВт);
- Средне-Учурская ГЭС (мощностью 3350 МВт);
- малые ГЭС в изолированных энергоузлах на реках Россошина, Кинкиль и Белая (мощностью 12, 16 и 28 МВт соответственно).

С учетом изменения экономической ситуации проведена актуализация технико-экономической оценки перечисленных решений, по результатам которой инвестиционная привлекательность отобранных проектов подтвердилась.

Таблица 3. Технико-экономические показатели проектов

Регион	$P_{уст}$ , МВт	CAPEX, млрд руб.	Окупаемость (простой метод расчета), лет	DPP, лет	R, %	NPV, млрд руб.	PI
МГЭС в Камчатском крае	56	8,2	3,1	5,3	20,4	2,847	1,35
ГЭС в Респ. Бурятия	1410	183,3	7,2	17,5	12	22,666	1,12
ГЭС в Иркутской области	450	54	10,5	19,8	7	0,286	1,02
ГЭС в Якутии	3690	553,7	10,4	19,1	7	68,296	1,12

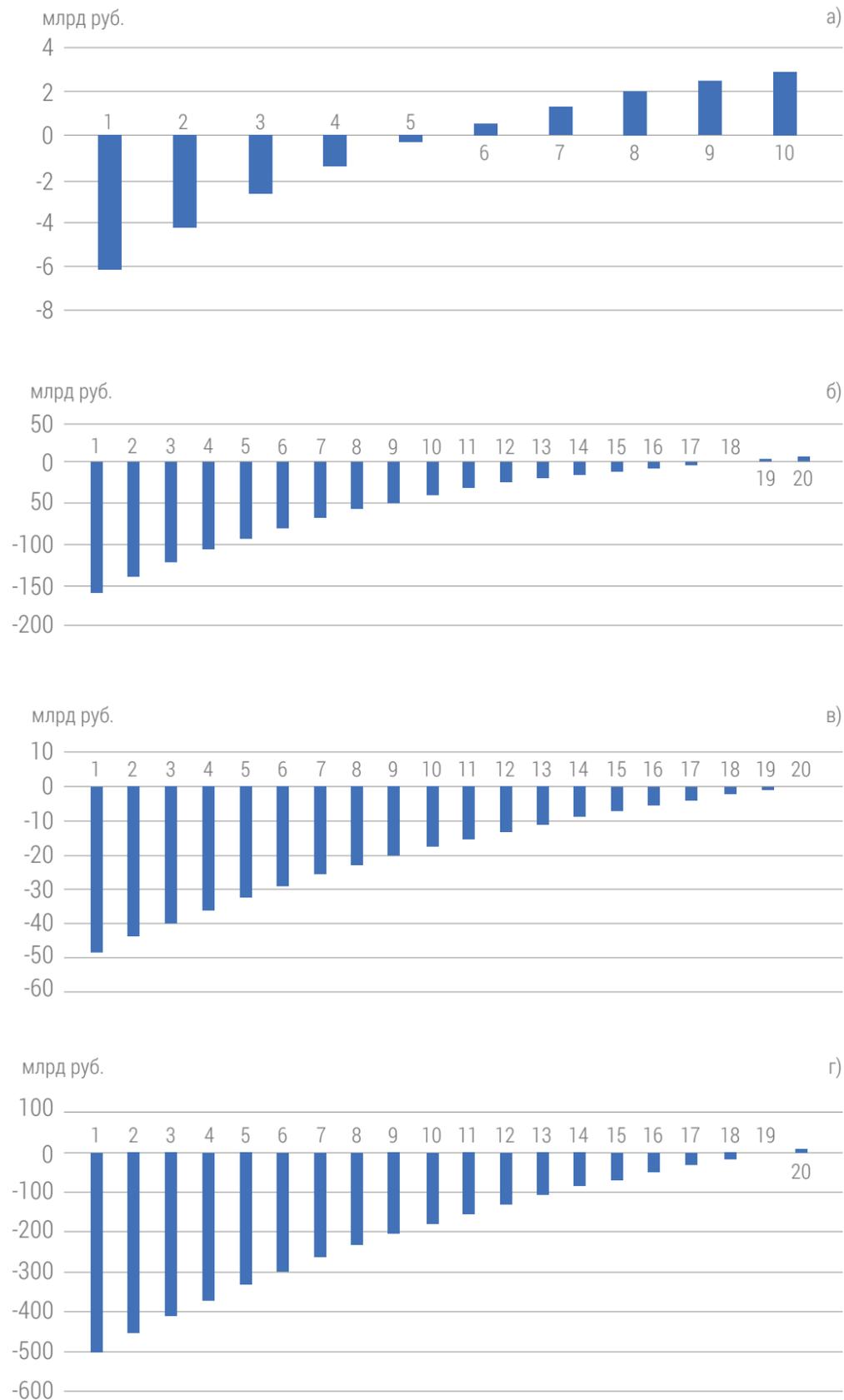


Рис. 8. Графики окупаемости предложенных решений (а – МГЭС в Камчатском крае, б – ГЭС в Респ. Бурятия, в – ГЭС в Иркутской области, г – ГЭС в Якутии)

## Использованные источники

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 г. № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.». – URL: <https://docs.cntd.ru/document/565068231>.
2. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ.
3. Системный оператор: необходимо придать импульс гидроэнергетическому строительству // Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы». – URL: <https://www.so-ops.ru/news/press-release/press-release-view/news/20372/> (дата обращения: 15.01.2023).
4. Совещание по вопросу устранения административных препятствий в развитии гидроэнергетики // Ассоциация «Гидроэнергетика России». – URL: [http://hydropower.ru/news/detail.php?ELEMENT\\_ID=11149](http://hydropower.ru/news/detail.php?ELEMENT_ID=11149) (дата обращения: 01.02.2023).
5. Об утверждении плана мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.: распоряжение Правительства РФ от 01.06.2021 № 1447-р // СПС «КонсультантПлюс». – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202106080002>. – Текст: электронный.
6. О. Г. Лушников Российская гидроэнергетика в условиях глобальных вызовов и мировых трендов. Интервью О. Г. Лушниковой / О. Г. Лушников // Гидротехника. 2022. № 1(66). С. 45–49. – DOI 10.55326/22278400\_2022\_1\_66\_45. – EDN: EKDKKN.
7. Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2030 г. и на перспективу до 2050 г. / Б. Б. Богуш, Р. М. Хазиахметов, В. В. Бушуев [и др.] // Энергетическая политика. 2016. № 1. С. 3–19. – EDN: WGMZKT.
8. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 (ред. от 26.10.2022 г.) «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».
9. Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 гг.».
10. Нагаева Е. В. Распределение теоретического (валового) гидроэнергетического потенциала малых рек Забайкальского края / Е. В. Нагаева, В. А. Обязов, К. А. Курганович // Водное хозяйство России: проблемы, технологии, управление. 2015. № 6. С. 105–112. – EDN: UZFADV.
11. Технико-экономическое обоснование Мокского гидроузла. Санкт-Петербург: АО «Ленгидропроект», 1997. – 338 с.
12. Борисов Г. О. Проблемы и перспективы развития энергетики Бурятии / Г. О. Борисов // ЭКО. 2018. № 10(532). С. 49–64. – EDN: YABSNV.
13. Смертина Полина «Китай попросил российской электроэнергии для покрытия энергодефицита» // Коммерсантъ. 30.09.2021. Ст. 1.
14. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Б. Г. Санеев, Л. С. Беляев, Г. В. Агафонов [и др.]; Российская академия наук, Сибирское отделение, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2011. – 368 с. – ISBN 978-5-904682-46-0. – EDN: TEUJQV.
15. Отчеты АО «СО ЕЭС». – URL: <https://www.so-ops.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/>
16. Схема и программа развития электроэнергетики Иркутской области на 2023–2028 годы (утверждена указом Губернатора Иркутской области от 28.04.2022 г. № 71-уг).
17. Генеральная схема развития объектов электроэнергетики России до 2020 г., (одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.02.2008 г. № 215-р).
18. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2017 г. № 1209-р (ред. от 30.12.2022 г.) «Об утверждении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 г.».
19. Соломонов М. П. Перспективы низкоуглеродного развития Якутии / М. П. Соломонов // Устойчивый Север: общество, экономика, экология, политика: Сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции, Якутск, 29 сентября 2021 г. / Отв. редактор Е. Э. Григорьева. – Якутск: Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова, 2021. С. 215–222. – EDN: PXTOSK.
20. Протокол заседания секции «Гидроэлектростанции и гидротехнические сооружения» НП «НТС ЕЭС» по теме: «Перспективы развития электроэнергетики Дальнего Востока на основе строительства Южно-Якутского гидроэнергокомплекса», г. Москва, 22 июня 2012 г.
21. Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 г. Якутск; Иркутск: Якутия. 2010. – 328 с.
22. Подковальников С. В., Савельев В. А., Чудинова Л. Ю. Перспективы электроэнергетической кооперации России и стран Северо-Восточной Азии // Вопросы прогнозирования. 2015. № 4. С. 118–130.
23. Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2022–2026 годы / Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Камчатского края: утв. распоряжением губернатора Камчатского края от 29.04.2022 г. № 286-Р. – 383 с. // Офиц. сайт правительства Камчатского края. – URL: <https://kamgov.ru/minzkh> (дата обращения 10.07.2022).
24. Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020 г.).
25. Ширкова Е. Э., Ширков Э. И., Дьяков М. Ю. Природно-ресурсный потенциал Камчатки, его оценка и проблемы использования в долгосрочной перспективе // Исследования водных биологических ресурсов Камчатки и северо-западной части Тихого океана. 2014. № 35. С. 5–21.
26. Старостенко Н. В., Старостенко Н. Н., Максимов С. Н. Теплично-энергетический комплекс Камчатки. Проблемы и перспективы // Журнал прикладных исследований. 2001. № 4–6. С. 100–104.
27. Мелекесцев И. В. Возможно ли в активном вулканическом районе Восточная Камчатка быстро и дешево построить долго и надежно работающие ГЭС-1 и ГЭС-2 на реке Жупанова? / И. В. Мелекесцев // Региональные проблемы развития Дальнего Востока России и Арктики: Тезисы докладов I Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции, посвященной памяти камчатского ученого П. С. Моисеева, Петропавловск-Камчатский, 11–12 декабря 2019 г. – Петропавловск-Камчатский: Камчатпресс, 2019. С. 44–47. – EDN: DVHSMD.
28. Малик Л. К. ГЭС на малых реках России: достоинства и недостатки // Природа. 2003. № 1. С. 55–62.

# Трансформация механизмов ценообразования на природный газ: перспективы возвращения к стационарности

## Transformation of natural gas price formation mechanisms: prospects of retreat to stationary development

Сергей КОМЛЕВ  
Независимый эксперт, к. э. н.  
E-mail: komlevser@gmail.com

Sergei KOMLEV  
Independent expert, Ph.D. (Econ.), Saint-Petersburg  
E-mail: komlevser@gmail.com

Даниил ЧАПАЙКИН  
Аспирант, Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений РАН (ИМЭМО РАН)  
E-mail: dchapykin@gmail.com

Daniil CHAPAIKIN  
Ph.D. student, Primakov National Research Institute of world economy and international relations, Moscow  
E-mail: dchapykin@gmail.com

Компрессорная станция «Минская» газопровода «Ямал — Европа»

Источник: gazprom.ru



Аннотация. Исключительно высокая волатильность биржевых цен на европейских торговых площадках снижает инвестиционную привлекательность газовой индустрии. Авторы статьи связывают эту волатильность со вступлением европейского газового рынка в период нестационарного развития, характеризующегося растущими объемами безадресного СПГ с их дестабилизирующей рынок ролью. Авторы выделяют несколько последовательных этапов в трансформации механизмов ценообразования на природный газ. Историческая смена моделей ценообразования показана через призму межтопливной конкуренции на рынках. Произведен актуальный количественный анализ зависимости газовых цен от угля и нефти, отражающий описанные периоды. Построен качественный прогноз коридоров волатильности газовых цен в средне- и долгосрочной перспективах.

*Ключевые слова:* энергетический рынок, природный газ, СПГ, ценообразование, межтопливная конкуренция, нефть, уголь, конкуренция «газ-газ», конкуренция «газ-субститут», прогнозирование цен.

Abstract. Hub-based prices for natural gas in Europe are extremely volatile, what negatively affects investment attractiveness of the regional gas industry. Authors associate this volatility with the accession of the Eurasian market into a period of non-stationary development, characterized by the growing volumes of flexible LNG. These volumes are in fact destabilizing regional supply and demand balances. The authors distinguish several successive stages in evolution of the natural gas price formation mechanisms in Europe through the prism of interfuel competition on the regional markets. The quantitative analysis of the dependence of gas prices on coal and oil prices in the medium and long term prospective in accordance with the periods described is presented.

*Keywords:* energy market, natural gas, LNG, price formation mechanisms, interfuel competition, oil, coal, «gas-on-gas» competition, «gas-on-substitute» competition, price forecasting.

//

### По данным Международного газового союза, доля нефтяной индексации в общем потреблении Европой упала с 78% в 2005 г. до 23% в 2021 г.

За последние годы динамика биржевых цен на природный газ в Европе характеризуется исключительно высокой волатильностью. Турбулентность биржевых цен имеет тенденцию к усилению, в особенности это касается контрактов с коротким периодом поставки. Примеров такой гиперволатильности достаточно. Котировки контракта «день-вперед» на торговой

площадке TTF в конце мая 2020 г. обвалились в 4 раза по сравнению с декабрем 2019 г., затем в октябре 2021 г. наблюдался их 32-кратный рост. Новый абсолютный рекорд цены, примерно в три раза превышающий предыдущий, был зафиксирован в августе 2022 г. Затем в октябре 2022 г., феврале-марте 2023 г. котировки обвалились более чем в 10 раз по сравнению рекордным уровнем.

При такой волатильности закономерен вопрос: какую из цен можно считать отражающей реальную стоимость природного газа? Можно ли вообще прогнозировать его цену для обоснования инвестиционной привлекательности долгосрочных проектов и формирования достоверных бюджетов корпораций и национальных финансовых институтов?

С точки зрения авторов, качество средне- и долгосрочных прогнозов динамики цен на природный газ с помощью регрессионных моделей повышается, если они учитывают ее зависимость от динамики цен конкурирующих энергоносителей, прежде всего из триады ведущих ископаемых топлив, нефти/нефтепродуктов и угля.

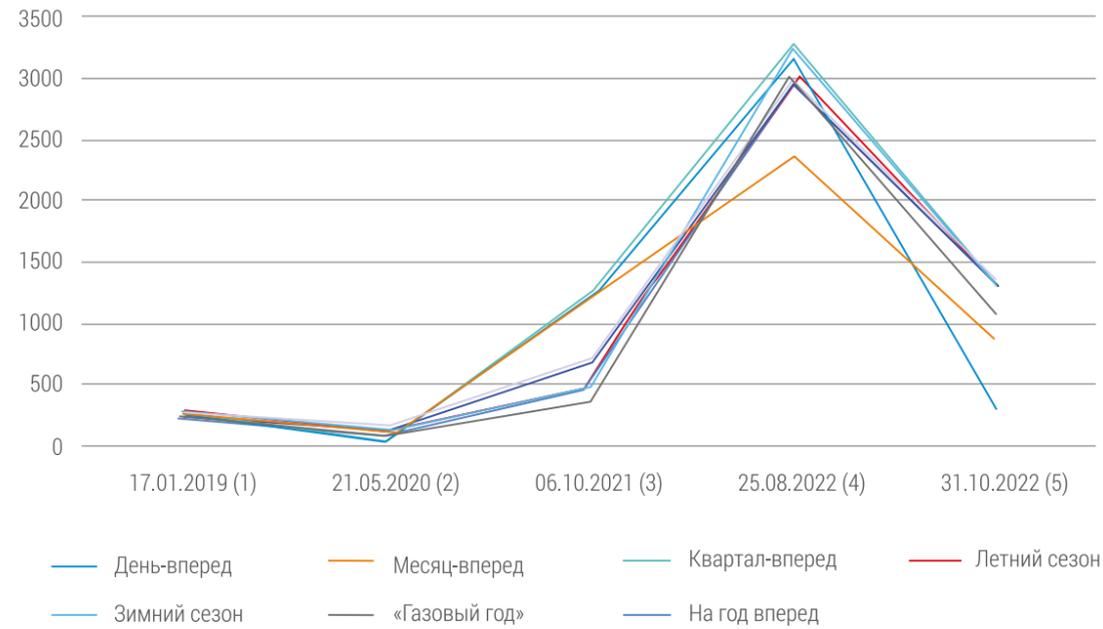


Рис. 1. Взлеты и падения цен на торговой площадке TTF, долл./тыс. м<sup>3</sup>

Источник: составлено авторами по данным Argus (подписка)

Цены на эти энергоносители характеризуются относительно меньшим уровнем волатильности, а, следовательно, более высоким уровнем предсказуемости. Эта предсказуемость в отношении нефти в определенной степени объясняется существованием ОПЕК – международной межправительственной организации, созданной нефтедобывающими странами в целях контроля квот на добычу.

До середины прошлого десятилетия объективной необходимостью в формировании аналогичного объединения экспортеров природного газа не существовало, так как мировой рынок был сбалансирован и на нем доминировали долгосрочные контракты с нефтяной индексацией. Кроме геополитических причин, а именно отсутствия единства в этом вопросе среди основных участников газового рынка, регулированию предложения препятствовали условия долгосрочных контрактов, в которых функция оперативного номинирования объемов поставки предоставлена покупателю, а не продавцу.

Турбулентность цен на природный газ в прошлом году привела к тому, что идеей их регулирования озадачился Евросоюз, который с середины февраля 2023 г. запустил механизм «потолка» цен, а с апреля – механизм совместных закупок: своего рода «картель покупателей», призванный

объединить интересы импортеров при взаимодействии с мировыми поставщиками.

### Роль межтопливной конкуренции в ценообразовании на природный газ

В международной торговле природным газом, наряду с внутриотраслевой конкуренцией «газ-газ» (КГГ), в формировании цены исключительно важную роль играет межотраслевая, межтопливная конкуренция «газ-субститут» (КГС) [1, 2, 3]. Обе формы конкуренции постоянно взаимодействуют друг с другом, оказывая соответствующее воздействие на цену природного газа.

Если механизмы формирования цены в условиях КГГ хорошо изучены и не требуют специальных разъяснений: они определяются балансами спроса и предложения на природный газ – то влиянию КГС, характерному для рынка энергоносителей, и природного газа в особенности, обычно уделяется недостаточно внимания, хотя эта форма конкуренции в процессах формирования цены имеет значение не меньшее, чем КГГ [4]. Ее влияние сводится к установлению устойчивых взаимоотношений между ценами конкурирующих энерго-

## В отличие от угля, который конкурирует с газом только в электрогенерации, нефть выступает в роли универсальной альтернативы газу, конкурируя с ним во всех без исключения сегментах рынка

носителей. Указанные взаимоотношения наглядно проявляют себя в случаях, когда цены конкурирующих энергоносителей приведены к сопоставимому по калорийности виду, то есть взяты за единицу их теплотворности.

Несмотря на то, что природный газ – один из самых ликвидных биржевых товаров в Европе, периодизация этапов эволюции его ценообразования может быть эффективно построена на базе межтопливной конкуренции. В истории КГС на европейском рынке природного газа прослеживаются четыре периода, см. таблицу 1.

Предложенная периодизация этапов ценообразования не противоречит общепринятой и детализирует ее [5]. Согласно общепринятой периодизации, ценообразование на европейском газовом рынке прошло через три стадии зрелости: «начальной», «интенсивного роста» и «зрелого рынка». Краткосрочные контракты и разовые сделки появляются на стадии «интенсивного роста». Они дополняются на этапе «зрелого рынка» развитием «бумажной» биржевой торговли, появлением финансо-

вых деривативов. В отличие от общепринятой периодизации, которая оперирует теоретическими понятиями (рента Рикардо и/или Хотеллинга, кривая Хубберта) и сталкивается с проблемой их количественной оценки, предлагаемая периодизация позволяет легко квантифицировать взаимодействия в рамках ценового треугольника: нефть, газ, уголь.

### Особенности стационарного периода в ценообразовании на природный газ в Европе

Стационарный период развития в целом характеризуется подчиненной ролью цен на природный газ. Главенствующую роль в формировании стоимости природного газа играют цены на нефть и нефтепродукты. По сути, цена газа является их производной. При такой ограниченной субъектности в вопросах ценообразования природный газ выступает в роли своего рода «младшего брата нефти».

В отличие от угля, который конкурирует с газом только в одном сегменте спроса – электрогенерации (конкуренция в коммунально-бытовом секторе после 70-х гг. сошла на нет), нефть выступает в роли универсальной альтернативы газу, конкурируя с ним во всех без исключения сегментах рынка.

Воздействие КГС на цены в стационарный период фактически осуществляется по принципу ценовых коридоров или конвертов: верхнюю границу коридора образует цена нефти/нефтепродуктов, взятая по тепловому эквиваленту, а нижнюю границу – соответствующая цена угля. Условно эта зависимость представлена на рис. 2.

Таблица 1. Периодизация этапов ценообразования на европейском рынке природного газа на основе межтопливной конкуренции

Источник: составлено авторами

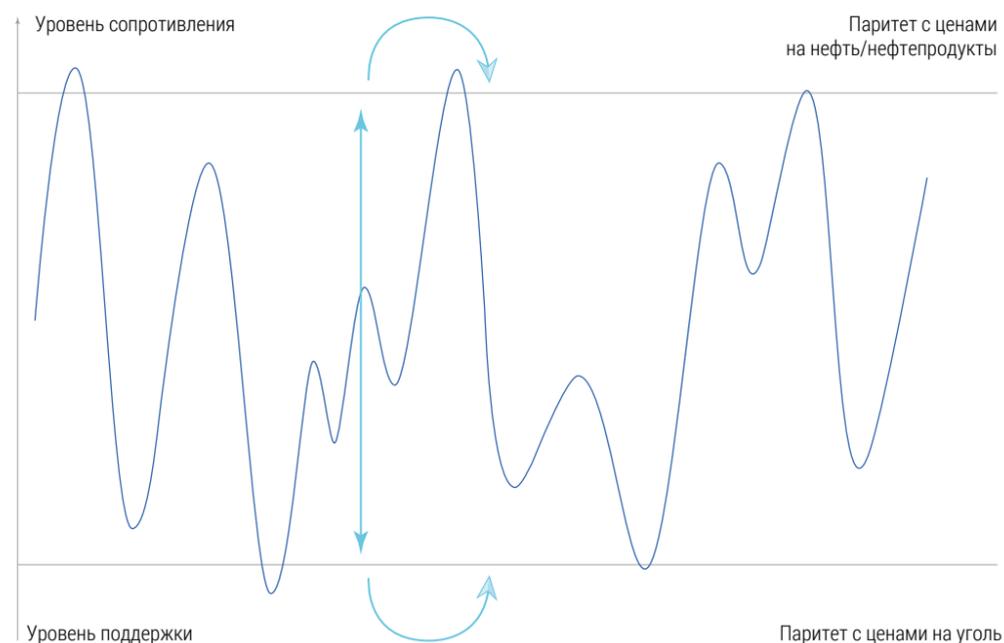
Периоды	Название периода	Годы	Состояние рынка природного газа	Визуализация зависимости цен природного газа и конкурирующих энергоносителей
1	Стационарный I	1960–2009	Сбалансированный с элементами дефицита	Цены нефти, газа и угля по энергетическому паритету находятся в узком коридоре
2	Стационарный II	2010–2018	Сбалансированный с элементами профицита	Цена газа находится в ценовом конверте, верхнюю границу которого образует цена нефти, а нижнюю – угля
3	Нестационарный I	2019–2020	Несбалансированный, профицитный	Цена газа опускается по паритету ниже цены угля
4	Нестационарный II	2021 – н. в.	Несбалансированный, дефицитный	Цена газа превышает по паритету цену нефти

Долгосрочные контракты на поставку трубопроводного газа с возможностями гибкой корректировки объемов (ACQ/MAQ, Carry-on Forward и Make-up Gas)<sup>1</sup>, долгие годы поддерживали европейский рынок в достаточно сбалансированном состоянии. Более того, цены экспортных контрактов были обычно привязаны к ценам нефтепродуктов и поэтому не могли оперативно отражать неравновесные состояния газового рынка. Балансировка рынка осуществлялась на национальном уровне из-за существования в долгосрочных контрактах запретов на трансграничную перепродажу.

С развитием торговых площадок, КГГ и краткосрочных сделок цены этих площадок начали реагировать на малейшие дисбалансы. Так, в ситуации профицита, цена газа в Европе устремлялась вниз на сближение с ценами угля. В условиях дефицита – вверх на сближение с ценами нефти и нефтепродуктов. В определенные периоды времени цены торговых площадок могли пробивать границы коридора в обе стороны, но это были скорее исключения из правила. Силы конкуренции с другими

<sup>1</sup> ACQ и MAQ – годовые и минимальные количества законтрактованного газа. Обязательства оплаты возникают только при недоборе ниже годовых минимальных количеств. Наряду с этой гибкостью, долгосрочные контракты предоставляют возможность покупателю отбирать газ в объемах, превышавших годовые контрактные количества за счет будущих периодов поставки (COF), а также избежать штрафов, компенсируя продавцу годовой недоотбор в течении последующих 5 лет (MAG).

Рис. 2. Механизм формирования цен на природный газ под воздействием межтопливной конкуренции (КГК)



## Долгосрочные контракты на поставку трубопроводного газа с возможностями гибкой корректировки объемов долгие годы поддерживали европейский рынок в сбалансированном состоянии

видами углеродных топлив в стационарный период всегда возвращали цены газа в рамки ценового конверта.

Отметим, что различие между стационарным периодом I и стационарным периодом II заключалось в том, что до конца 2010-х гг. мировые цены нефти, газа и угля по паритету существенно не различались между собой, см. рис. 3, 5). В период II визуализация их зависимости приобрела вид, показанный на рис. 2.

После 2008 г. на газовом рынке Европы произошли глубокие структурные преобразования, которые повлекли за собой революционные изменения в ценообразовании. Прямой результат этих преобразований – цены торговых площадок постепенно стали играть ведущую роль, оттеснив на перифе-

Разница \$/МБТЕ



Рис. 3. Отношение импортных цен на газ к ценам нефти в Европе и Японии

Источник: составлено авторами по данным BP. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

рию рынка нефтяную привязку цен. Так, по данным обзора цен Международного газового союза, доля нефтяной индексации в общем потреблении Европой упала с 78 % в 2005 г. до 23 % в 2021 г. [6].

Однако, несмотря на то, что либерализация европейских энергетических рынков способствует вытеснению нефтяной индексации из практики контрактации и замене ее индексами торговых площадок, цены на газ в стационарном периоде II и без формальной привязки к ценам нефти/нефтепродуктов продолжали следовать ценовым тенденциям энергоносителей-субститутов. Особенно сильная, фактически линейная зависимость связывает цены нефти и природного газа по форвардным контрактам с продолжительным временным бази-

сом поставки, в частности с контрактом «год-вперед», таблица 2.

Как отмечалось в исследованиях, относящихся к этому времени, «европейские цены на газ также в долгосрочной перспективе должны быть прочно связаны с нефтяными, вне зависимости от использования или отказа от использования нефтяных индексов в долгосрочных контрактах» [7]. Устойчивая зависимость цен от нефтяных была связана и с традицией финансирования долгосрочных контрактов даже в тех случаях, когда газ реально не замещал нефтепродукты [8].

В интервале 2009–2018 гг., как следствие последовательной реализации Третьего энергетического пакета ЕС, коридор цен окончательно сформировался в достаточно широком диапазоне, см. рис. 3. В Японии,

Таблица 2. Коэффициенты корреляции ценами нефти Brent с ценами газового контракта «год-вперед»

Источник: рассчитано авторами по данным Argus

Значение коэффициента	Ср. цена «год вперед» – цена нефти «Бrent»	Ср. цена «год вперед» – цена нефти «Бrent» (3-мес. CC)	Ср. цена «год вперед» – цена нефти «Бrent» (6-мес. CC)	Ср. цена «год вперед» – цена нефти «Бrent» (9-мес. CC)
2010–2013	88 %	90 %	87 %	86 %
2014–2015	91 %	89 %	89 %	93 %
2016–2018	82 %	89 %	89 %	84 %

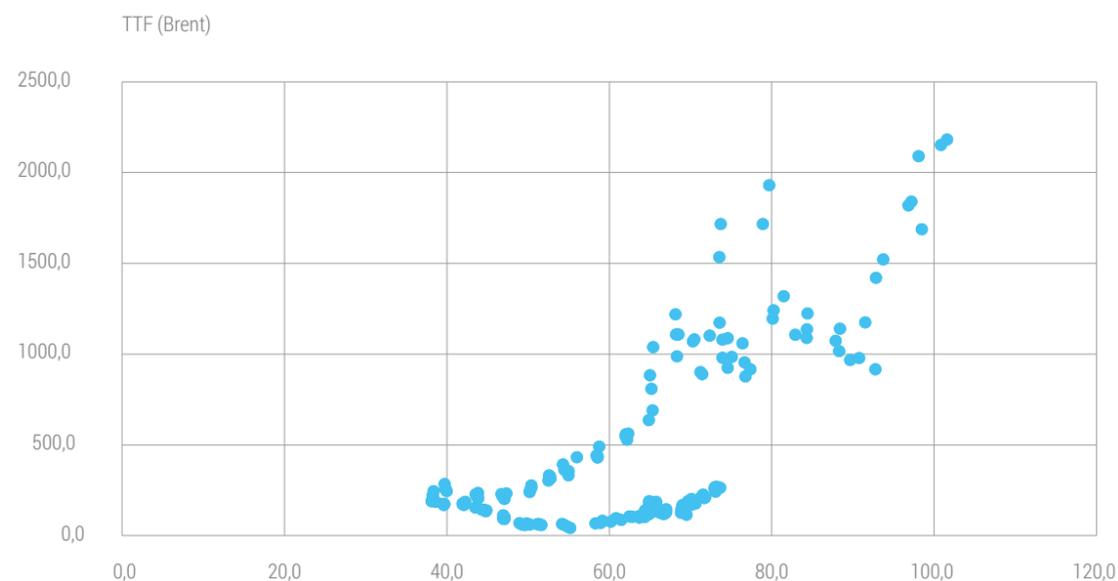


Рис. 4. График зависимости индикатора TTF от нефтяных котировок (Brent index), 2020 г. в долл./тыс. м<sup>3</sup> и долл./барр.

Источник:  
составлено авторами

являющейся важной частью евразийского газового рынка, из-за сохранения преобладающей роли долгосрочных контрактов с нефтяной индексацией, диапазон этого коридора оказался более узким, чем в Европе.

Несмотря на возможность существенных отклонений цены природного газа от цены нефти/нефтепродуктов по энергетическому паритету высокий коэффициент корреляции между ними позволял строить регрессионные модели с высоким уровнем коэффициента детерминации, что, в первую очередь, относилось к прогнозам цен с длинным периодом поставки («квартал-вперед», «сезон-вперед» и «год-вперед»).

### Переход к нестационарному периоду в ценообразовании на природный газ в Европе

При стационарной динамике ценообразования межтопливная конкуренция влияет на цены природного газа непосредственно через формирование ценовых коридоров/конвертов, которые вносят коррективы и ограничения в движение этих цен. Однако, как показало развитие событий после 2019 г., в условиях устойчивых дисбалансов конкуренция «газ-субститут» утрачивает свою роль в качестве доминирующего фактора в ценообразовании на «голубое топливо». Эта роль в ценообразовании переходит к конкуренции «газ-газ».

С конца 2018 г. одновременный ввод в действие дополнительных мощностей по производству СПГ в США на фоне сложившегося рынка покупателя привел к тому, что предложение газа стало существенно превышать спрос. Как результат такого превышения, цена природного газа в конце 2019 г. опустилась ниже цены угля, см. рис. 5.

Низкий спрос на природный газ в осенне-зимний период 2019–2020 гг. еще более усугубил дисбалансы на рынке и стал причиной нетипичного поведения цены природного газа, которая не вернулась в ценовой коридор, продолжая устойчиво пребывать ниже ценового диапазона переключения с угля на газ до начала февраля 2021 г.

Ситуация эта, следует отметить, носила экстраординарный характер и была вызвана сочетанием уникальных факторов. На фоне ковидных локдаунов Европа в этот период служила последним прибежищем для невостребованных глобальным рынком объемов гибкого СПГ, в результате чего подземные хранилища Европы оказались переполнены. Осенью 2020 г. европейские эксперты всерьез обсуждали вопрос об отрицательных ценах на природный газ. Однако к концу 2020 г. рынок начал балансироваться за счет снижения экспорта СПГ из США, что продемонстрировало, несмотря на длительность, эпизодический характер ситуации «газ дешевле угля по па-

ритету», а, значит, и всего нестационарного периода I в ценообразовании на природный газ [9].

Среди особенностей европейского газового рынка в 2020 г. следует выделить не только рекордно низкие цены на торговых площадках, но и раскорреляцию цен в паре «газ-нефть». По сути, между ценами нефти и газа не было возможно установить устойчивые связи (рис. 4).

В структуре зависимости спотовых европейских цен от нефтяного индекса североморской нефти отчетливо прослеживаются два облака точек, отражающих симметричную реакцию газовых цен относительно цены нефти в районе 50–55 долл./барр. Можно предположить, что это отражает имевшую в 2020 г. место ситуацию сокращения спроса не на конкретный

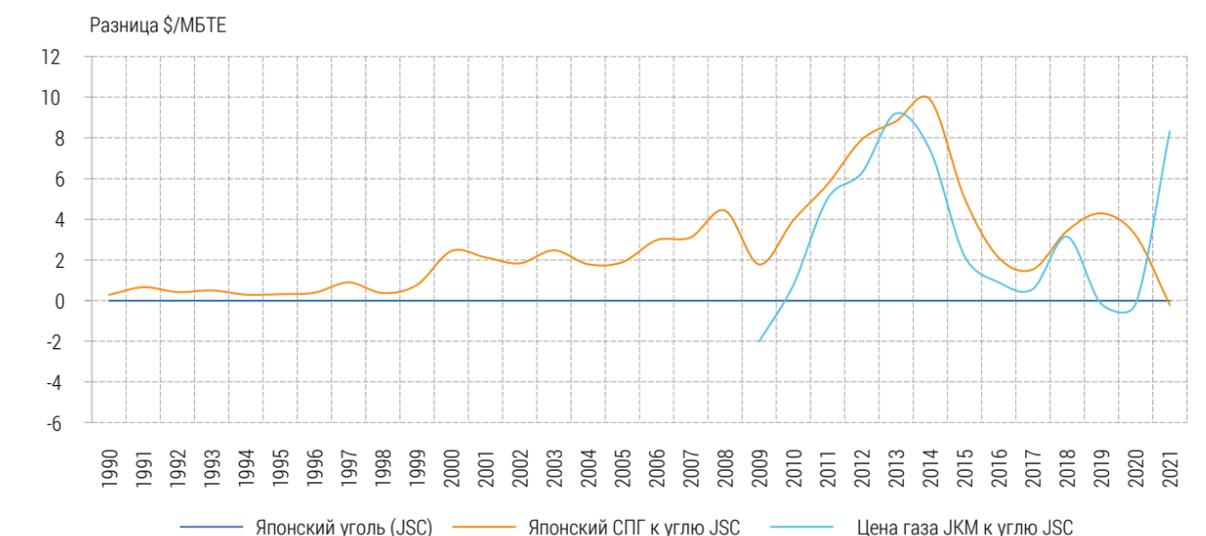
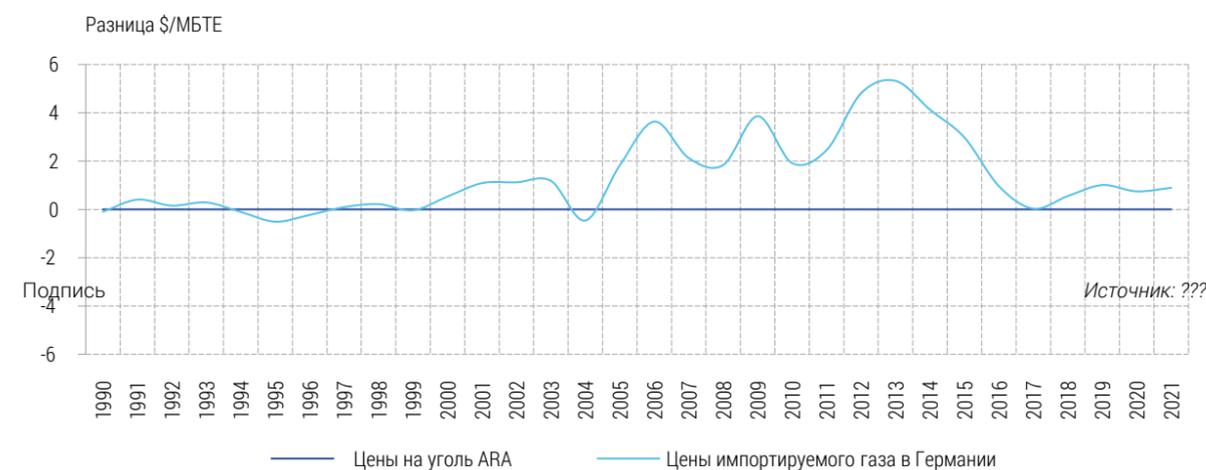
энергоресурс по межотраслевым причинам, а на всю энергокорзину как результат сокращения фактических уровней промышленного производства.

Поскольку в нестационарный период I зависимость цены природного газа от динамики цен на нефть и нефтепродукты существенно ослабла и была замещена зависимостью от цены угля, регрессионные модели, построенные на базе зависимости от цен угля в этот период в наибольшей степени отвечали задачам прогнозирования цен на природный газ.

Отметим также, что упомянутая тенденция зависимости не была ограничена Европой и была характерна для всего евразийского газового рынка. Например, появление профицита на рынке Японии привело к тому, что цены краткосрочных

Рис. 5. Зависимость цен природного газа и угля

Источник: составлено авторами по данным ВР



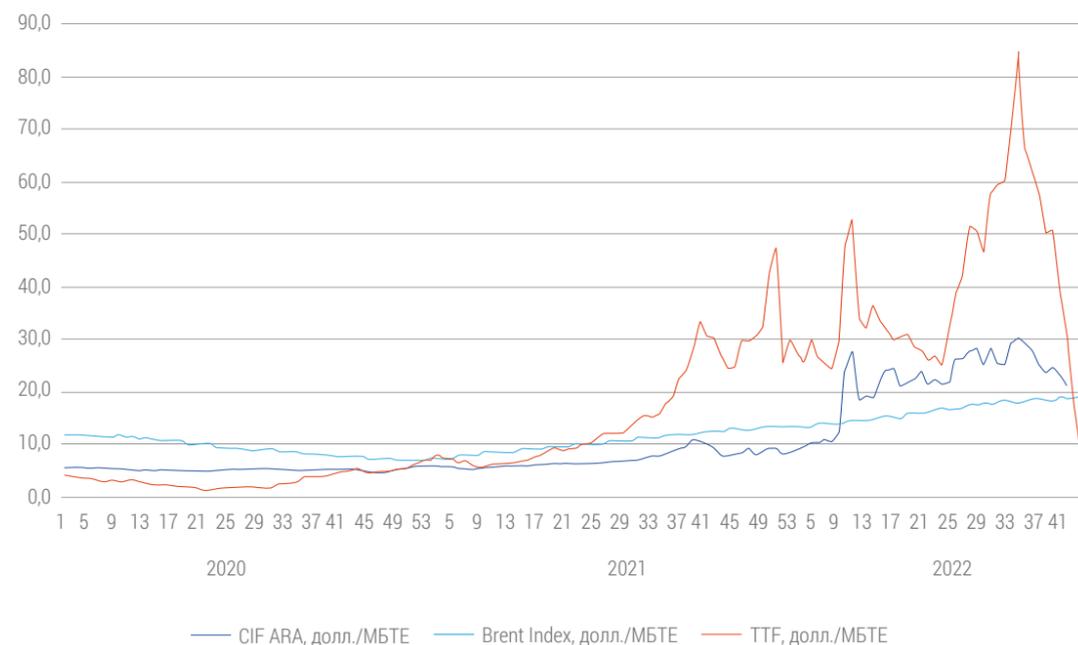
## Вмешательство ЕК в процессы ценообразования является неординарным действием, учитывая, что последние 10 лет она настойчиво продавливала переход к использованию цен торговых площадок

контрактов на поставку природного газа почти сравнялись с ценами на уголь. В 2019 г. компании Tokyo Gas и Shell даже подписали инновационный для отрасли контракт с частичной привязкой к цене угля. Выбор именно этого энергоносителя связан с тем, что он выступает основным конкурентом для газа в сфере электрогенерации в странах Азии.

Нестационарный период I характеризовался не только раскорреляцией между ценами газа и нефти, но и разрушением наблюдавшихся ранее устойчивых связей между ценами «голубого топлива» и уровнем законтрактанности региональных газовых рынков в Европе и Азии [10].

Рис. 6. Динамика цен на основные энергоресурсы

Источник: составлено авторами по данным Argus



## Нестационарный период II

Нестационарный период II в ценообразовании на природный газ начался в 2021 г. и наблюдается в настоящее время [11]. Он характеризуется резким дисбалансом между спросом и предложением и растущим дефицитом на европейском рынке. Нестационарный период II характеризуется пробитием ценой природного газа верхней границы ценового коридора и устойчивым пребыванием цены природного газа в диапазоне, превышающим цену нефти по паритету. В некоторых случаях это превышение было в три раза и более.

Нетипичное поведение цен после 2021 г. дало основание некоторым аналитикам утверждать, что европейский газовый рынок вступил в новую эпоху, в которой цены на газ окончательно утратили связь с нефтяными и обрели полную независимость [12, 13]. Этот тезис подтверждает, кроме всего прочего, динамика цен на природный газ в октябре 2022 г., феврале-марте 2023 г. В условиях сохранения глобального дефицита природного газа спотовые цены уже дважды снижались в Европе более чем в 10 раз от августовского пика 2023 г.

Действительно, ситуация, образовавшаяся на рынке после февраля 2022 г., кардинально отличается от прежней не только

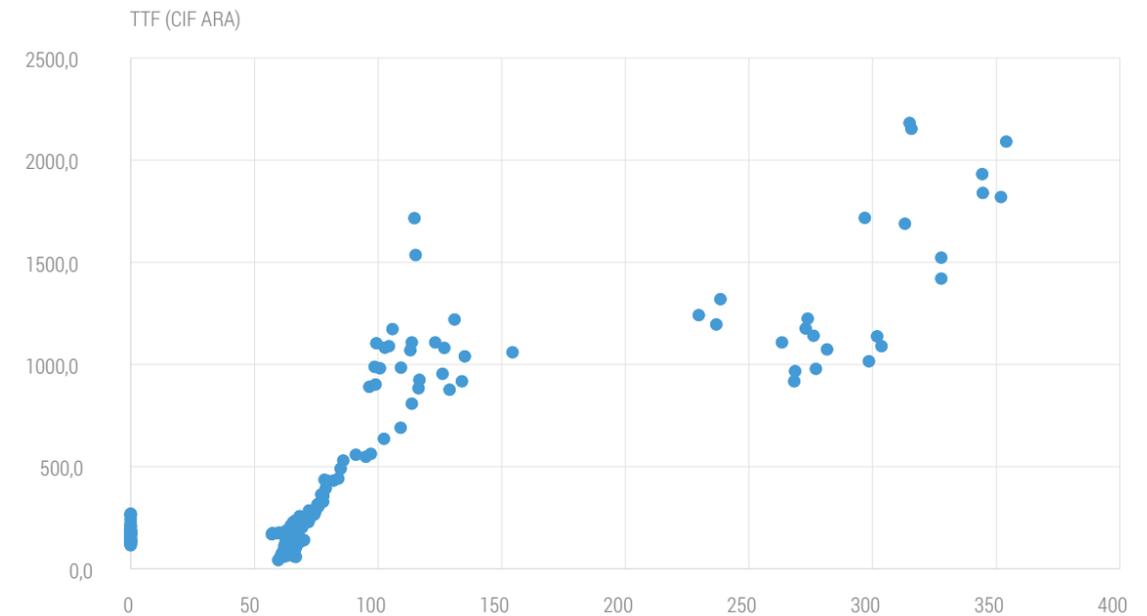


Рис. 7. График зависимости индикатора TTF (ось ординат) от котировок угля (CIF ARA, значения отложены по оси абсцисс)

Источник: составлено авторами

ростом числа ценовых всплесков, вызванных неэкономическими причинами. На рынке происходят качественные изменения, характеризующиеся сломом исторического паритета газовых цен с нефтью и углем, см. рис. 6.

Подскочившие цены TTF потянули за собой котировки угля, что отражается отдельным хаотично образованным облаком на уровнях свыше 230–250 евро за тонну (см. рис. 7).

Для определения «веса» факторов, влияющих на значения индикатора TTF, были построены нелинейные регрессионные модели M1 и M2, учитывающие зависимость газовых цен от цен на основные конкурирующие энергоносители – на уголь и нефть. Несмотря на применение одинаковых функциональных форм зависимости в обоих уравнениях, их коренным отличием

является включение различных временных диапазонов. Первая модель учитывает более стационарный период волатильности, когда влияние внешних шоков было сведено к минимуму, вторая – была задана с учетом наблюдаемых вплоть до настоящего времени значительных флуктуаций, приводящих не только к временным количественным, но и структурным изменениям на рынках, включая разрушение европейского спроса на природный газ (см. таблицу 3).

Поскольку наблюдаемая трансформация рынка находится в активной фазе, определить качественные параметры новой ценовой зависимости не представляется возможным. Однако, задание нелинейной модели с ретроспективной динамикой позволит определить сетку трендов при определенных уровнях цен исторически

Таблица 3. Регрессионная статистика построенных моделей

	Регрессионная статистика M1	Регрессионная статистика M2
Множественный R	0,9	Множественный R 0,86
R-квадрат	0,8	R-квадрат 0,74
Нормированный R-квадрат	0,8	Нормированный R-квадрат 0,73
Стандартная ошибка	181,1	Стандартная ошибка 283,01
Наблюдения	114	Наблюдения 137

конкурентных угля и нефти. При умеренном уровне волатильности нефтяных (фактическом уровне не более 100 долл./барр.) и угольных (до 300 евро/т.), возможно использование более чувствительной модели, задающей гипертрофическую реакцию TTF на внешние риск-факторы и влияющих одновременно на динамику всех основных энергоресурсов. На долгосрочном горизонте планирования перспективнее использование модели, сглаживающей факторную волатильность в пользу формирования более устойчивой линии тренда зависимой переменной.

### Возможно ли возвращение к стационарности в ценообразовании на природный газ?

Такая возможность, несомненно, существует. Делать вывод о полной субъективности газовых цен, то есть полного исчезновения влияния на них со стороны КГК, на современном этапе эволюции газового рынка преждевременно. Напомним, что причиной ухода от стационарности стала разбалансировка евразийского газового рынка, вызванная сначала избыточным предложением, а затем, образованием системного дефицита природного газа. Возвращение к стационарности, таким образом, связано с возможностью балансировки газового рынка как за счет сокращения спроса, так и за счет увеличения предложения.



Газопровод в Германии  
Источник: oilexp.ru

Разочарование в «аномальном» поведении цен газовых торговых площадок в 2022 г. стало причиной поиска «третьего» пути для стабилизации газовых цен. Так, Еврокомиссия, начиная с апреля 2022 г., обсуждала вопрос об установлении предельного уровня цен таких площадок [14]. ЕК заявила, что он не предназначен для того, чтобы стать инструментом структурного снижения цен на газ, а только для «стирания» ценовых пиков.

Страны ЕС 19 декабря 2022 г. окончательно согласовали потолок цен на газ на всех европейских хабах в размере 180

евро за МВт·ч (около 2 тыс. долл. за 1 тыс. м<sup>3</sup>). Ограничение начало действовать с 15 февраля 2023 г. В дополнение к этому ограничению с апреля 2023 г. Евросоюз запускает механизм совместных закупок.

Вмешательство ЕК в процессы ценообразования является неординарным действием, учитывая, что в течении последних 10 лет она настойчиво продавливала переход к ценообразованию, основанному исключительно на ценах торговых площадок [15]. То есть это даже не возвращение к такому традиционному и вполне эффективному способу рыночного ценообразования как нефтяная индексация [16], а к регулированию цен на этот важный энергетический товар.

Хотя нельзя исключить возможности некоторого снижения волатильности цен на природный газ на евразийском рынке как следствия введения ценовых потолков покупателями и картелизации спроса, этот «третий» путь стабилизации не может кардинально решить проблему турбулентности цен. Решение может дать только восстановление сбалансированности рынка.

В краткосрочном плане возвращение процессов ценообразования на газовом рынке Европы к стационарному периоду развития возможно после 2025 г., когда на этот рынок поступят значительные дополнительные объемы СПГ из США и Катара [17]. О таком сценарии развития динамики цен в частности свидетельствует прогноз Института энергетической стратегии [18]. Он указывает на стабилизацию цен через два года, хотя и на более высоких уровнях.

Следует, однако, иметь в виду, что в плане балансировки рынка перед экспортерами СПГ стоит непростая задача обеспечить финансирование проектов по строительству терминалов по сжижению долгосрочными контрактами в необходимых объемах. Сложность этой задаче придает то обстоятельство, что европейские покупатели не проявляют интереса к заключению таких контрактов. Еще один фактор, который создает сложности для реализации проектов в упомянутые сроки, – негативное отношение инвесторов к проектам, связанным с ископаемыми видами топлива.



Супертанкер  
Источник: artfile.ru

### Использованные источники

1. Комлев С. Л., Губанов В. А., Нечаева М. Ю. Влияние межтопливной конкуренции на цены природного газа в международной торговле // *НефтьГазПраво*. № 1, 2020. С. 27–35.
2. Komlev S. *Foundations of Natural Gas Price Formation*. Anthem Press. L. – NY. Sept 25, 2020. 158 P. – URL: <https://anthempress.com/foundations-of-natural-gas-price-formation-pdf>
3. Цена энергии: международные механизмы формирования цен на газ. – Brussels: Секретариат энергетической хартии, 2007. С. 166–173.
4. Komlev S. *Oil Indexation: The Best Remedy for Market Failure in the Natural Gas Industry*, Demian Literary Agency, 2016, 98 p. – URL: [https://books.google.ru/books/about/Oil\\_Indexation\\_The\\_Best\\_Remedy\\_for\\_Marke.html?id=wOBxDAQAAQBAJ&redir\\_esc=y](https://books.google.ru/books/about/Oil_Indexation_The_Best_Remedy_for_Marke.html?id=wOBxDAQAAQBAJ&redir_esc=y)
5. Конопляник А. А. Эволюция энергетических рынков и механизмы ценообразования на невозобновляемые энергоресурсы // *Корпоративный журнал ПАО «Газпром»*. № 11, 2022. С. 26–41. – URL: [https://www.dipacademy.ru/documents/5989/221206-%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BF%D0%BB%D1%8F%D0%BD%D0%B8%D0%BA-%D0%B6%D1%83%D1%80%D0%BD%D0%B0%D0%BB\\_%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BC-2022-11-c26-41.pdf](https://www.dipacademy.ru/documents/5989/221206-%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D0%BE%D0%BF%D0%BB%D1%8F%D0%BD%D0%B8%D0%BA-%D0%B6%D1%83%D1%80%D0%BD%D0%B0%D0%BB_%D0%93%D0%B0%D0%B7%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BC-2022-11-c26-41.pdf)
6. IGU Wholesale Gas Price Survey 2022 Edition. P. 54. – URL: <https://www.igu.org/resources/2022-wholesale-price-report/>
7. CERA. «Устойчива ли взаимосвязь? Цены на нефть и газ в Европе». Июль 2008 г. С. 8.
8. «Газовый рынок пойдет за нефтяным, но не след вслед». Интервью А. Конопляника порталу PRO-GAS, 30.04.2012 г. С. 15. – URL: [http://pro-gas.ru/news\\_interview/6.htm](http://pro-gas.ru/news_interview/6.htm).
9. S&P Global. *When Oil and Gas Collide How energy commodities influence one another in a lowprice world*. S&P Global Analytics Briefing, November 2020. P. 5.
10. Комлев С. Л., Чапайкин Д. А. Законтрактованность региональных газовых рынков как фактор формирования цен на природный газ // *Мировая экономика и международные отношения (электронная версия)*. № 5, 2020. С. 84–92.
11. Peter Zeniewski, *Despite short-term pain, the EU's liberalised gas markets have brought long-term financial gains*. IEA. *Commentary – 22 October 2021*. – URL: <https://www.iea.org/commentaries/despite-short-term-pain-the-eu-s-liberalised-gas-markets-have-brought-long-term-financial-gains>
12. Pier Paolo Raim. *Natural gas pricing mechanisms and the current crisis: drivers and trends*. *Aspena-Online*. Sep 20, 2022. – URL: <https://aspensonline.it/natural-gas-pricing-mechanisms-and-the-current-crisis-drivers-and-trends/>
13. Gunvor warns of 'broken' gas market: *The European TTF benchmark is creaking under the strain of exceptional circumstances/ Petroleum Economist*, March 22, 2022.
14. EU. *Non-paper on Emergency Gas Market Interventions*. September, 2022. – URL: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/QANDA\\_22\\_5490](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/QANDA_22_5490)
15. J. Stern and H. Rogers. *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe*. Oxford Institute for Energy Studies NG 49. March 2011. – URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/03/NG49.pdf>
16. Ersin Merdan. *Hub-Based Pricing or Oil Indexation, Which to Choose? – Energy News – Institute of Energy of South East Europe*. – URL: [www.iene.eu/hub-based-pricing-or-oil-indexation-which-to-choose-p4715.html](http://www.iene.eu/hub-based-pricing-or-oil-indexation-which-to-choose-p4715.html)
17. *Offshore technology. Qatar to name Shell and Exxon as partners for LNG expansion project. The North Field expansion project is aimed to boost the liquefaction capacity to 126 million tonnes per annum by 2027*. October 6, 2022. – URL: <https://www.offshore-technology.com/news/qatar-shell-exxon-lng-expansion/>
18. Анализ текущей и сравнительной динамики ВВП (США, ЕС, КНР и России), нефтяных цен Brent и газовых цен на спотовом рынке ЕС и обобщенные итоги и прогнозы по отрасли углеводородов в РФ за 2022 г. // *Институт энергетической стратегии при Минэнерго РФ*. – URL: <http://www.energystrategy.ru/index.htm>

# Важный шаг на пути создания российского нефтяного индикатора для налогообложения

## An important step to a Russian crude oil price indicator to be used for tax purposes

Юрий ЦВЕТАЕВ

Соискатель кафедры нефтегазотрейдинга и логистики, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина  
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Yuri TSVETAEV

Competitor of the Department of Oil and Gas Trading and Logistics, Gubkin University  
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Южно-Приобский газоперерабатывающий завод

Источник: «Газпром нефть»



### Необходимость создания отечественного индикатора стоимости российской экспортной нефти обсуждается на разных уровнях в течение ряда лет

Знаковым событием последнего времени на нефтяном рынке стало решение Министерства энергетики России об использовании отечественной информации при мониторинге стоимости российской экспортной нефти. Данный подход был зафиксирован на уровне официального документа (приказ Минэнерго № 95 от 22 февраля 2023 г. [1]) впервые. Теперь

Аннотация. Запрет, введённый рядом правительств на поставки нефти из России, и вызванная этим решением переориентация экспортных потоков привели к исчезновению традиционных для отечественных энергетических компаний рынков ЕС. Одним из следствий этого стал подрыв доверия к иностранным индикаторам состояния конъюнктуры рынка российского сорта нефти Urals, используемым в нашей стране при налогообложении нефтяной отрасли. Статья посвящена отечественным индексам, рассчитываемым товарной биржей СПБМТСБ, которые могут быть применены для этих целей. В их основу положены исторические данные о внебиржевых договорах, которые, согласно постановлению Правительства России, регистрируют на этой торговой площадке российские нефтяные компании.

*Ключевые слова:* мировой рынок нефти, индикаторы состояния конъюнктуры рынка нефти, система регистрации внебиржевых договоров на бирже, СПБМТСБ.

Abstract. A ban on imports of Russian crude imposed by a number of governments and the resulted switch of oil deliveries from our country to new customers have led to an actual disappearance of traditional EU markets for domestic energy companies. This inter alia has eroded trust to Urals price assessments published in the West and currently used for taxation inside Russia. The article is devoted to indices calculated by SPIMEX commodity exchange on the basis of OTC transactions, indices that can be used for tax purposes. The underlying historical data are registered with the exchange by Russian energy companies pursuant to the relevant regulation of the Russian Government.

*Keywords:* international oil market, crude oil price indicators, registration of OTC transactions with a commodity exchange, SPIMEX.

в перечень информации, принимаемой в расчёт государством для этих целей – наряду с информацией британского ценового агентства Argus Media Limited – включены данные, предоставляемые российской товарно-сырьевой биржей и российским таможенным ведомством (АО «СПБМТСБ» и Федеральной таможенной службой). Опыт расчёта на их основе соответствующих индикаторов при проведении мониторинга имеет очевидный потенциал использования при налогообложении нефтяной отрасли.

Необходимость создания отечественного индикатора стоимости российской экспортной нефти для налоговых целей обсуждается на разных уровнях в течение ряда лет. Однако высокая инерционность рынка каждый раз определяли выбор в пользу модели, которой пользовалась наша страна в течение последних десятилетий. Кардинальные перемены в глобальной энергетике, свидетелями которых мы являемся сегодня, делают сохранение ныне действующий методики расчёта нефтяных цен всё менее рациональной. Настоящая статья посвящена текущей практике определения цен на отечественную экспортную нефть

в налоговых целях; опыту, накопленному в данной области Санкт-Петербургской Международной Товарно-сырьевой Биржей (СПбМТСБ), и тем возможностям, которые последние решения Министерства энергетики создают для формирования полноценного отечественного нефтяного индикатора в этой важной сфере государственной энергетической политики.

Отечественная система налогообложения нефтяной отрасли (вплоть до марта текущего года) и порядок установления вывозных таможенных пошлин на нефть (вплоть до мая) были построены исключительно на показателях состояния конъюнктуры на средиземноморском и роттердамском рынках Urals, самого значимого сорта нефти, поставляемого нашей страной за рубеж. Порядок расчёта средней цены нефти данной марки для указанных целей установлен постановлением Правительства России от 26 февраля 2013 г. № 155 [2]. Речь идёт об использовании Urals NWE и Urals Med Aframax, ежедневно публикуемых Argus (в виде дифференциалов) оценок стоимости указанного сорта на соответствующем рынке (North West Europe (NWE) – «роттердамском»; Mediterranean (Med) – «средиземноморском»). Обе оценки стоимости танкерных партий на условиях поставки CIF (Cost, Insurance and Freight) включают транспортировку (фрахт) до портов голландского Роттердама или итальянской Аугусты, соответственно, а также страховку и ряд других расходов. Argus отражает Urals NWE и Urals Med Aframax в виде дифференциала (скидки/надбавки) к North Sea Dated, индикатору, публикуемому этим же агентством, но в виде абсолютной величины.

Однако в декабре 2022 г. оба названных рынка нефти оказались закрыты для Urals

**Вероятность не связанных с фундаментальными показателями рынка физической нефти колебаний цены форвардных контрактов Brent и спотового North Sea Dated существенно возрастает**



СПбМТСБ

Источник: gures.ru

в результате введения США, Великобританией, ЕС и рядом других стран эмбарго на поставки нефти из России. Кроме того, профильным компаниям названных государств было запрещено осуществлять морские перевозки российской нефти и нефтепродуктов в любые страны мира, а также оказывать услуги, связанные с такими перевозками, в тех случаях, когда нефть реализована по ценам, превышающим предельные уровни, установленные инициаторами этих ограничений. В результате, на смену традиционным покупателям Urals из ЕС пришли государства, отказавшиеся от введения санкций против России. Эти изменения отрицательно отразились на ценовой конъюнктуре крупнейшего отечественного сорта. В феврале текущего года, с тем чтобы исключить полную зависимость поступлений в бюджет от индикаторов нефункционирующих более рынков, были приняты изменения в налоговый кодекс, согласно которым для Urals законодательно был установлен максимальный размер дисконта (скидки) относительно North Sea Dated, индикатора, также публикуемого Argus. Поэтому, начиная с апреля 2023 г., при расчёте налоговой базы используется большая из двух величин: (1) величина, получаемая согласно порядку, предусмотренному Постановлением Правительства № 155; (2) среднее арифметическое North Sea Dated (за тот же период) за вычетом предусмотренного Налоговым кодексом

максимального дисконта (который в апреле, мае, июне и с июля 2023 года не может превышать, соответственно, 34 долл., 31 долл., 28 долл. и 25 долл. США за баррель). В апреле аналогичные изменения были внесены в закон «О таможенном тарифе» [4], которые действуют до конца текущего года, когда взимание пошлины прекращается.

Таким образом, в настоящее время при налогообложении нефтяной отрасли стоимость реализованного сырья определяется с использованием следующих элементов: предоставляемых агентством Argus индикатора North Sea Dated и дифференциалов к нему для сорта Urals на условиях поставки CIF (Urals NWE и Urals Med Aframax). При этом с ноября 2022 г. названные дифференциалы сами представляют собой сумму двух величин, на чём подробнее мы остановимся ниже. Сразу оговоримся, что в настоящей статье все индикаторы состояния нефтяной конъюнктуры, публикуемые ведущими ценовыми агентствами товарного рынка, рассматриваются исключительно с точки зрения той роли, которая отведена им в отечественной системе налогообложения.

### Базовый элемент формулы

Как будет показано ниже, все величины, используемые для отражения стоимости экспортной нефти (как на условиях поставки как CIF, так и FOB), ранее постав-

Платформа Shell Brent Bravo  
Источник: energyvoice.com



**Корзина нефти Brent перестала быть исключительно североморской, более того, ведущую роль в ней будет играть значительно более мощный нефтяной поток из Техаса и Нью-Мексико**

являвшейся из портов Приморска, Усть-Луги и Новороссийска в страны ЕС, выражены формулой, в основу которой положен один и тот же индикатор. От него же с апреля 2023 г. производится отсчёт зафиксированного в Налоговом кодексе максимального для стоимости Urals дисконта. Речь о North Sea Dated, ежедневно публикуемой агентством Argus оценке состояния конъюнктуры рынка «спот» нефтяной корзины Brent (на условиях поставки FOB), в которую сегодня входят шесть марок лёгкой низкосернистой нефти. В мае 2023 г. к пяти североморским сортам (Brent, Forties, Oseberg, Ekofisk, Troll) добавлена западно-техасская смесь WTI Midland [5]. Решение о реформе было принято из-за падения добычи в Северном море, что поставило под сомнение репрезентативность North Sea Dated, равно как и индикатора Dated Brent, его аналога, публикуемого агентством Platts.

Некогда это был ликвидный рынок (в 1980-е гг. в отдельные даты под погрузкой у соответствующих терминалов в Северном море могло стоять около 30 танкеров) [6]. Однако в последние годы, отмечены календарные месяцы, за которые отгрузки всех пяти североморских сортов в среднем составляли менее одной танкерной партии в сутки. Например, в июне 2021 г. и апреле 2023 г. этот показатель был равен 580 тыс. [7] и 660 тыс. [8] б/с. Одним из следствий подобного положения является крайне небольшое число продавцов и покупателей контрактов North Sea Forward (форвардный рынок, положенного в основу оценки North Sea Dated (рынок спот). Низкие объёмы добычи и небольшое число участников делают форвардный рынок Brent, среди прочего, уязвимым для неблагоприятных обстоятельств (аварий),

так и плановых мероприятий (ремонтов). Добавление WTI Midland только повышает вероятность влияния случайных факторов. К возможности резкого снижения или увеличения поставок через Атлантику (в случае роста или падения спроса на данный сорт в США, АТР или Латинской Америке) добавляется риск аварий и традиционные проблемы с отгрузкой, вызванные погодными условиями в Мексиканском заливе (ураганы, штормы, туманы). Ещё одним фактором, который отныне будет влиять на оценку стоимости WTI Midland, и соответственно, корзины Brent (и при этом не затрагивает напрямую нефтяной рынок Западной и Центральной Европы), являются попытки министерства энергетики США маневрировать уровнем стратегических нефтяных резервов страны (SPRs) в надежде замедлить инфляцию в энергетической сфере. Таким образом, вероятность значимых и не связанных с фундаментальными показателями мирового рынка физической нефти колебаний цены форвардных контрактов Brent и спотового North Sea Dated существенно возрастает.

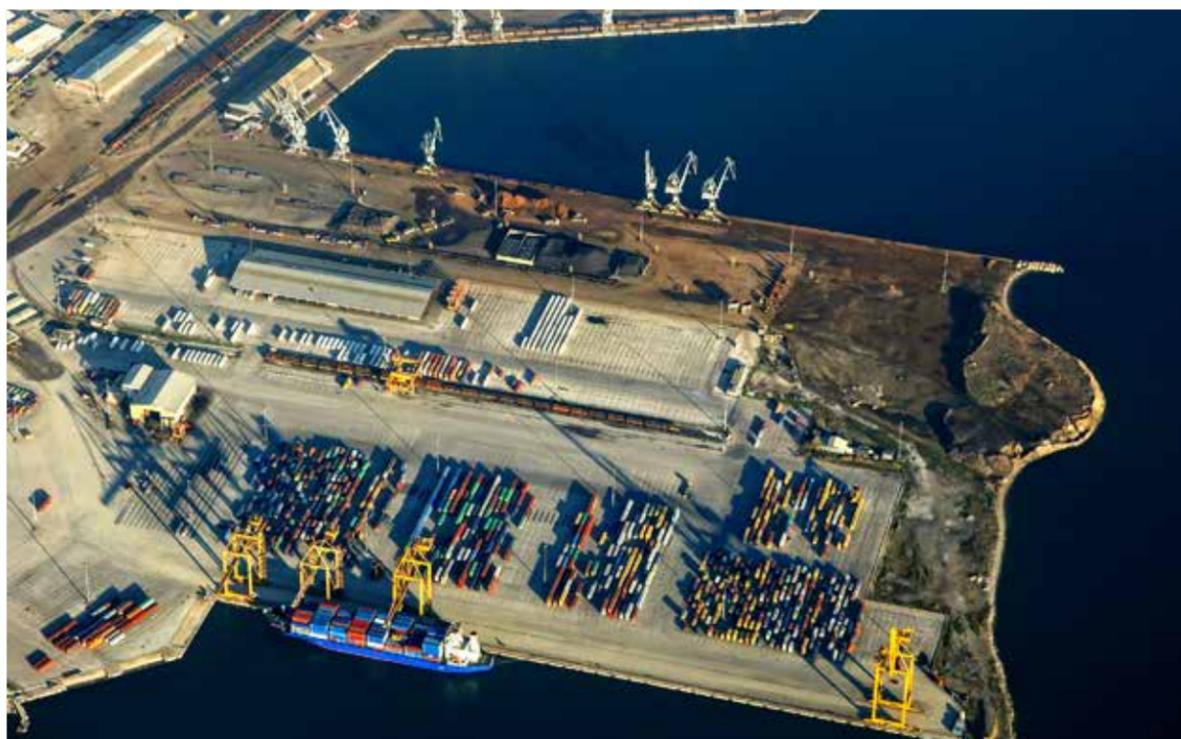
При этом следует отметить, что при формировании индикатора важен не столько общий объём добычи, и даже не количество фактически отгруженных танкерных

### **И Urals NWE, и Urals Med Aframax представляют собой дифференциалы относительно North Sea Dated, публикуемые для российского сорта Urals либо для рынка Роттердама, либо – Аугусты**

партий, сколько число сделок, данные о которых фиксируют ценовые агентства для целей проведения оценки стоимости соответствующего сорта или нефтяной корзины. И для North Sea Forward, и для North Sea Brent число таких сделок в настоящее время невелико. Недавнее включение в корзину Brent западно-техасской смеси WTI Midland призвано решить именно эту задачу. Однако оно в краткосрочной перспективе не гарантирует кратного роста числа информационных сигналов, принимаемых к рассмотрению при оценке обновлённого форвардного контракта Brent. Дело в том, что его новые условия

Порт Салоники, Греция

Источник: container-news.com



Трейдер на бирже

Источник: economie.hotnews.ro

крайне сложны именно применительно к поставкам из Мексиканского залива, а значительная часть экспортёров WTI Midland не имеют опыта работы на этом рынке. Специалисты полагают, что далеко не все баррели данного сорта, идущие в Западную и Центральную Европу из США, попадут в поле зрения ценовых агентств и будут отвечать множеству требований, предъявляемых к сделкам и заявкам для целей оценки North Sea Forward. Этот же вывод применим и к North Sea Dated. Соответственно, вопросы к репрезентативности названного индикатора сохраняются.

Кроме того, последние изменения означают, что корзина Brent перестала быть

исключительно североморской, более того, ведущую роль в ней будет играть значительно более мощный нефтяной поток из Техаса и Нью-Мексико. В результате, если до настоящего времени географической привязкой для North Sea Dated, как и его аналога Dated Brent от ценового агентства Platts, был северо-запад Европы с основным центром потребления в Роттердаме и значимыми поставками в страны Средиземноморья (два региона, куда ранее направлялась основная часть Urals), то теперь эта оценка Argus в очень значительной степени служит мерилем стоимости крупного североамериканского экспортного сорта, объёмы поставки которого через Атлантический океан зависят не только от конъюнктуры в Великобритании и ЕС, но и на рынках, конкурирующих с западноевропейским (Восточная и Южная Азия, Латинская и Северная Америка). Столь разнонаправленные интересы продавцов WTI Midland означают, что неизбежны периоды достаточно низкой корреляция цен на указанный сорт (и, как следствие, во многих случаях и на всю корзину Brent) со стоимостью переориентированного на новые рынки Urals, высокосернистого сорта средней плотности, имеющего, соответственно, заметные качественные отличия от корзины Brent в целом. Это об-

**Всё это побудило Argus пересмотреть свои подходы к оценке стоимости российской нефти, и с ноября 2022 г. в качестве «первичных» для сорта Urals публиковать цены для поставок на условиях FOB**

## Исчезновение крупнейшего традиционного рынка сбыта и появление новых покупателей за его пределами создало проблемы при определении стоимости российской нефти для целей налогообложения

стоятельство лишь усиливает сомнения в необходимости ориентироваться на стоимость указанной эталонной корзины при налогообложении доходов отечественных нефтяных компаний. Приведём в этой связи мнение Алексея Сазанова, заместителя министра финансов России: «Зачем использовать котировки в других странах, привязанные также к доллару и к Brent? Внебиржевые котировки в российских рублях реальны. Эта котировка уже существует. В её порядок расчёта нужно внести изменения, и тогда мы готовы для целей налогов, в том числе, использовать и эту котировку» [9].

### Сорт Urals и средиземноморский и роттердамский рынки нефтяного сырья

И Urals NWE, и Urals Med Aframax представляют собой дифференциалы относительно North Sea Dated, публикуемые для сорта Urals либо для рынка Роттердама, либо – Аугусты. До ноября 2022 г. ценовое агентство Argus сначала оценивало оба эти дифференциала для танкерных партий на условиях поставки CIF, а затем на их основе проводило оценку индикаторов конъюнктуры основного российского экспортного сорта уже в портах РФ, то есть на условиях FOB (free on board), вычитая, соответственно, стоимость фрахта, страховки и ряд других расходов, и получая дифференциалы Urals fob Primorsk, Urals fob Ust-Luga и Urals Aframax fob Novorossiysk [10]. Однако к началу 2023 г. средиземноморский и роттердамский мировые рынки нефтяного сырья для сорта Urals практически перестали существовать, а им на смену

пришли рынки государств, отказавшихся вводить ограничения против отечественных энергетических компаний.

Эмбарго ряда традиционных покупателей российской нефти на её приобретение привело к масштабным изменениям географии поставок, в первую очередь, именно из портов Балтийского и Чёрного морей. В течение нескольких месяцев российским компаниям пришлось кардинально переориентировать нефтяные потоки из нашей страны на потребителей из других регионов, прежде всего, из Восточной и Южной Азии. Исчезновение крупнейшего традиционного рынка сбыта и появление новых крупных покупателей за его пределами создало проблемы и при определении стоимости российского нефтяного сырья для целей налогообложения. В частности, в настоящее время существенно искажено информационное поле, в котором функционирует мировой рынок нефти в той его части, которая касается отечественных нефтеэкспортёров. Всё это побудило Argus пересмотреть свои подходы к оценке стоимости ведущего экспортного потока России, и с ноября 2022 г. в качестве «первичных» для сорта Urals публиковать цены для поставок, осуществляемых на условиях FOB [11], то есть при отгрузке сырья из портов России (Urals fob Primorsk и Urals Aframax fob Novorossiysk). Обосновывая своё решение, ценовое агентство выпустило информационный меморандум, в кото-

Порт Роттердам

Источник: Foto-VDW / depositphotos.com



Пальяновская площадь Красноленинского месторождения (ХМАО)  
Источник: «Газпром нефть»

ром, в частности, указало: «стало очевидно, что оценки стоимости сорта Urals в портах назначения, расположенных в ЕС, не в полной мере отражают справедливую стоимость названного сорта нефти» [12].

В результате, публикуемые сегодня агентством Argus цены Urals на средиземноморском и роттердамском рынках на условиях поставки CIF, используемые в России для налоговых целей, на практике включают в себя три элемента: (1) North Sea Dated; (2) соответствующий дифференциал, публикуемый Argus для Новороссийска/Приморска и получаемый опросным методом (Urals fob Primorsk и Urals Aframax fob Novorossiysk) и (3) оценку величины фрахта, страховки и иных расходов, которые были бы необходимы для доставки нефти в Аугусту/Роттердам. При этом, в частности, отсутствует ясность как в качестве основы для расчёта гипотетической цены в рамках гипотетической поставки в Роттердам может быть использована, например, цена FOB в Приморске по контракту, предусматривающему поставку в Индию, или же (в этих же целях) справочные ставки фрахта и страховки танкера, публикуемые применительно к маршруту «Baltic – UKC» (то есть из нероссийских портов на Балтике в Великобританию). Отсутствие в течение длительного времени фактических поставок на указанные рынки и невозможность верификации используемой информации данными реальных сде-

лок может означать сугубо аналитический характер таких оценочных величин. В связи с этим уместен вопрос: в какой мере такая информация, доступная иностранным компаниям, специализирующимся на оценке нефтяной конъюнктуры, позволяет получить объективные индикаторы её состояния на современных целевых рынках данного вида сырья, поставляемого нашей страной. Приведём оценку Павла Сорокина, первого заместителя министра энергетики РФ, данную им 29 марта текущего года в выступлении на форуме «Биржевой товарный рынок – 2023»: «Сейчас западные ценовые агентства предоставляют не соответствующую действительности цену на нефть, она не соответствует не только стоимости реального товара, но и реальному положению дел на рынке» [13].

### Индикатор, основанный на фактически совершённых сделках

В современных реалиях сам факт появления сообщений о резком «провале» цен на сорт Urals имеет значительную отрицательную инерцию и способен оказывать влияние на его конъюнктуру достаточно продолжительное время, ослабляя переговорные позиции продавцов и отражаясь на размере поступлений в бюджет. Соответственно, задача выявления проверяемой информации в этой области становится для отечественной нефтяной отрасли одной из приоритетных.

В этих условиях в декабре 2022 г. Президентом России был принят указ № 961, устанавливающий запрет на поставки российской нефти и нефтепродуктов иностранным юридическим и физическим

**Созданная в РФ система регистрации внебиржевых договоров не имеет аналогов в мире. Она позволяет зафиксировать ключевые параметры: сорт, порт отгрузки, дату отгрузки, объём, стоимость**



Нефтяной танкер, пришвартованных в терминале хранения нефти

Источник: ggw1962 / Depositphotos.com

лицам в тех случаях, когда в контракте на эти поставки прямо или косвенно предусматривается использование механизма фиксации предельной цены [14]. В шестом пункте указа содержится поручение Министерству энергетики на регулярной основе проводить мониторинг его исполнения в порядке, определяемом правительством. В январе текущего года правила проведения такого мониторинга были утверждены постановлением Правительства России № 118 [15], после чего в феврале Минэнерго своим приказом № 95 [1] ввело в действие порядок осуществляемого в целях исполнения указа № 961 мониторинга цен на российскую нефть, поставляемую на экспорт.

**Для налогообложения на основе данных внебиржевого нефтяного рынка созданы индексы, которые имеют основания рассматриваться как кандидаты на включение в национальную систему индикаторов**

Приказ Министерства энергетики предусматривает проведение на ежемесячной основе сбора информации о ценах на российские экспортные и другие марки нефти, сопоставление данных и подготовку (не позднее 10-го числа следующего месяца) отчёта о результатах такого мониторинга цен. К источникам анализируемой информации о ценах на российскую нефть (Urals и ВСТО) и на иные марки нефти (добываемые в Персидском заливе и Венесуэле, а также об индикаторе North Sea Dated) отнесены:

- а) «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа» (СПбМТСБ);
- б) международное ценовое агентство «Аргус Медиа Лимитед»;
- в) Федеральная таможенная служба Российской Федерации (ФТС).

Таким образом, с одной стороны, сохранена преемственность с действующим порядком, с другой – сделан важный шаг на пути использования в энергетической политике государства информации, в обязательном порядке предоставляемой отечественными экспортёрами таможенным органам и крупнейшей товарной бирже страны об уже совершённых операциях. Это тем более важно, что нет никаких гарантий того, что на очередном этапе

давления на нашу страну не будет введён запрет на предоставление российским государственным органам и резидентам России ценовой информации, включая, информацию о стоимости нефти. В этих условиях создание собственного механизма её определения представляется совершенно необходимым шагом.

Что же представляют собой данные, которые в рамках мониторинга ежемесячно (не позднее 5-го числа) биржа СПбМТСБ предоставляет в Минэнерго? В приказе № 95 они обозначены как «сводные цены» на нефть марки Urals, отгруженную на экспорт на условиях FOB из портов Новороссийска, Усть-Луги и Приморска, а также марки ВСТО из порта Козьмино (поставляемой на побережье Тихого океана по трубопроводу «Восточная Сибирь – Тихий Океан») на условиях FOB. Эта информация отражает отгрузки отдельно для каждого порта и по каждому экспортёру. Источник данных – реестр внебиржевых договоров, данные о которых, согласно постановлению Правительства России от 23 июля 2013 г. № 623 [16], предоставляют на биржу лица, реализующие нефть на экспорт, и лица, действующие в их интересах и за их счёт. За каждой цифрой и датой в реестре стоят документы по заключённым и уже

Порт Приморск

Источник: tekkos.ru



**Биржа в рамках регистрации внебиржевых данных получает информацию о 90 % совершённых сделок по основным направлениям поставки нефти: порты Балтики, Черного моря и Дальнего Востока**

выполненным договорам купли-продажи физической нефти, что обеспечивает широкий охват рынка, а также даёт возможность верифицировать полученную информацию. Так, в 2022 г. на бирже в общей сложности зарегистрировано внебиржевых договоров на 501,1 млн т нефти [17].

Необходимо отметить, что созданная в нашей стране система регистрации внебиржевых договоров с нефтью не имеет аналогов в мире. Она позволяет с высокой степенью точности зафиксировать все ключевые параметры: сорт нефти, порт отгрузки, дату отгрузки, объём, стоимость. За десять лет действия постановления

## За каждой цифрой и датой в реестре стоят документы по выполненным договорам купли-продажи физической нефти. В 2022 г. на бирже зарегистрировано внебиржевых договоров на 501,1 млн т нефти

Правительства № 623 экспортёрами хорошо освоен действующий порядок его исполнения. Что касается полноты данных, то биржа в рамках регистрации внебиржевых данных получает информацию о 90 % уже совершённых экспортных сделок по основным направлениям поставки российской нефти: порты Балтики, порты Черного моря, трубные поставки в западном направлении, а также порты Дальнего Востока [9]. Эта информация позволяет рассчитать по состоянию на ту или иную дату или же за период в прошлом цены «в каждом порту отгрузки или точке перехода границы таможенной территории РФ для трубных базисов» [9]. На основании сводных цен на основных направлениях поставок за рубеж рассчитывается средневзвешенный индикатор стоимости российской экспортной нефти за тот или иной период. Полнота и достоверность данных о реально совершенных сделках – важное преимущество созданного постановлением Правительства РФ механизма. Работа, про-

ведённая СПБМТСБ и российскими компаниями, позволила сформировать целый ряд нефтяных индикаторов, которые обладают всеми характеристиками, отвечающие требованиям налогового администрирования.

В текущих условиях, когда растёт актуальность корректного определения в целях налогообложения стоимости ключевого сырьевого товара, поставляемого нашей страной за рубеж, биржа постоянно находится в процессе консультаций со всеми заинтересованными сторонами, в ходе которых происходит доработка принципов, положенных в основу расчётов таких индикаторов. Регистрируемые на бирже данные позволяют это делать. Так, в середине апреля заместитель министра финансов РФ Алексей Сазанов выразил готовность министерства использовать внебиржевые индексы СПБМТСБ для определения цены нефти марки Urals, добавив, что их адекватность могут искажать сделки со взаимозависимыми лицами, и предложив исключить информацию о них из соответствующих расчётов [18]. Проанализировав под этим углом применяемые методики, торговая площадка согласилась с тем, что сделки с аффилированными лицами можно исключить из базы расчёта без существенного влияния на репрезентативность полученного результата [19].

Подводя итог, отметим, что для целей налогообложения биржей СПБМТСБ на основе данных внебиржевого нефтяного рынка созданы индексы, которые имеют все основания рассматриваться как кандидаты на включение в разрабатываемую в настоящее время национальную систему индикаторов товарного рынка. Сегодня решение



Нефтяной танкер в Панамском канале

Источник: Wimbledon / depositphotos.com

задачи по определению стоимости российской экспортной нефти при взимании налогов и экспортной пошлины представляет собой выбор между (а) суммой двух величин: оценки North Sea Dated и дифференциала, публикуемого агентством Argus для нефти Urals в портах Роттердам и Аугуста на условиях поставки CIF и (б) суммой двух других величин: оценки North Sea Dated и дифференциала, установленного Налоговым кодексом РФ. Использование в налоговой сфере репрезентативного и отличающегося высокой достоверностью отечественного индикатора, основанного на исторических данных, способно снизить зависимость от источников информации, находящихся за пределами нашей страны,

и положить начало переходу к самостоятельному определению этого ключевого для российского бюджета показателя. В случае принятия соответствующего решения, индексы, рассчитываемые СПБМТСБ, могли бы первоначально использоваться параллельно с двумя указанными выше вариантами расчёта налоговой базы в нефтяной отрасли, а в дальнейшем и заменить их. При этом в дальнейшем на одном из промежуточных этапов возможно их применение одновременно с нормативно фиксированным дисконтом относительно одной из оценок иностранных ценовых агентств, обеспечивающей максимальную корреляцию со стоимостью российского нефтяного экспорта.

### Использованные источники

1. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 22 февраля 2023 г. № 95 «Об утверждении порядка мониторинга цен на российскую нефть, поставляемую на экспорт».
2. Постановление Правительства РФ от 26.02.2013 № 155 «О порядке мониторинга цен на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском), а также о признании утратившим силу постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. № 251».
3. Федеральный закон от 23.02.2023 г. № 36-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации».
4. Закон РФ от 21.05.1993 № 5003-1 «О таможенном тарифе».
5. Argus Crude. Methodology and specifications guide. May 2023.
6. An Anatomy of the Crude Oil Pricing System Bassam Fattouh 1 WPM 40 January 2011, page 41.
7. URL: [https://www.argusmedia.com/en/news/2246709-norwegian-johan-sverdrup-seeks-new-buyers?mkt\\_tok=NTg0LUJVVy02MDYAAAF\\_IAR6gDi5HAVV3yTIOm3bSQ0xspm7-RwlmxVRMDa6gh10xKwRBOuPuMAZwvAFBikwklMM0sv51oLFB9vf8x1HW5oJsl-TLLIXlpFdfUHK83gig](https://www.argusmedia.com/en/news/2246709-norwegian-johan-sverdrup-seeks-new-buyers?mkt_tok=NTg0LUJVVy02MDYAAAF_IAR6gDi5HAVV3yTIOm3bSQ0xspm7-RwlmxVRMDa6gh10xKwRBOuPuMAZwvAFBikwklMM0sv51oLFB9vf8x1HW5oJsl-TLLIXlpFdfUHK83gig)
8. URL: <https://www.lse.co.uk/news/north-sea-benchmark-oil-supply-to-rise-by-about-55-in-may-rftl6hx156rh5jy.html>
9. URL: <https://www.interfax.ru/business/896800>
10. Argus Crude. Methodology and specifications guide. May 2022.
11. Argus Crude. Methodology and specifications guide. November 2022.
12. Urals pricing seeing drastic change. Argus white paper. November 2022. URL: <https://www.argusmedia.com/-/media/Files/white-papers/2022/argus-white-paper-urals-pricing-seeing-drastic-change.ashx>
13. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/24210>
14. Указ Президента Российской Федерации от 27 декабря 2022 г. № 961 «О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с установлением некоторыми иностранными государствами предельной цены на российские нефть и нефтепродукты».
15. Постановление Правительства РФ от 28.01.2023 № 118 «О мерах по реализации Указа Президента Российской Федерации от 27 декабря 2022 г. № 961» (вместе с Правилами осуществления мониторинга исполнения пункта 1 Указа Президента Российской Федерации от 27 декабря 2022 г. № 961 «О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с установлением некоторыми иностранными государствами предельной цены на российские нефть и нефтепродукты»).
16. Постановление Правительства Российской Федерации от 23 июля 2013 г. № 623 «Об утверждении Положения о предоставлении информации о заключенных сторонами не на организованных торгах договорах, обязательства по которым предусматривают переход права собственности на товар, допущенный к организованным торгам, а также о ведении реестра таких договоров и предоставлении информации из указанного реестра».
17. URL: [https://spimex.com/press\\_centre/news/31429/](https://spimex.com/press_centre/news/31429/)
18. URL: <https://tass.ru/ekonomika/17543725>
19. URL: <https://tass.ru/ekonomika/17557237>

# Рост тарифов на перекачку нефти: экономическая необходимость и политическая конъюнктура

## Oil transportation tariffs growth: economic necessity and political situation

Елена ЗОТОВА  
Ведущий аналитик ИРТТЭК  
E-mail: e.zotova@irttek.ru

Elena ZOTOVA  
Leading Analyst in the IRTTEK  
E-mail: e.zotova@irttek.ru

Нефтепровод «Баку – Тбилиси – Джейхан»

Источник: turksam.org



Аннотация. Статья посвящена проблеме роста тарифов на перекачку нефти. На основе анализа соответствующих примеров выделяются основные причины, приводящие к этому. Особое внимание уделяется влиянию политической составляющей на динамику стоимости доставки нефти потребителям. В частности, одним из таких политических факторов стали антироссийские санкции. В материале делается вывод о том, что тенденции роста тарифов на прокачку нефти в целом являются неизбежным явлением. Несмотря на это, трубопроводный транспорт по-прежнему будет оставаться наиболее эффективным способом транспортировки нефти.

Ключевые слова: ТЭК, нефть, нефтепроводы, тарифы.

Abstract. The report is devoted to the problem of growth of oil transportation tariffs. Based on the analysis of relevant examples, the main reasons for this are highlighted. Particular attention is paid to the influence of the political component on the dynamics of the cost of delivering oil to consumers. In particular, anti-Russian sanctions have become one of these political factors. The material concludes that the upward trend in oil transportation tariffs is an inevitable phenomenon. Despite this, pipeline transport will continue to be the most efficient way to transport oil.

Keywords: energy complex, oil, pipelines, tariffs.

## //

### Увеличение стоимости услуг по транспортировке нефти по нефтепроводам в РФ ограничено и жестко привязано к прогнозному значению инфляции

#### Повышение тарифов как неизбежность развития нефтяного рынка

Новости о повышении тарифов на прокачку нефти по трубопроводам приходят из различных частей мира с завидной регулярностью. Так, с 1 мая 2023 г. турецкая Botas в два раза увеличила цены на услуги по транспортировке нефти по магистральному нефтепроводу «Джейхан – Кырыкалле». Кроме того, в начале мая американская энергетическая компания MPLX LP сообщила о более высоких тарифных ставках по трубопроводам. Их средний размер



Нефтепровод «Баку – Супса»

Источник: Игорь Виноградов / sputnik-ossetia.ru

достиг 0,9 долл. за барр., увеличившись на 1 % в годовом исчислении<sup>1</sup>. Несмотря на столь небольшие темпы прироста, следует напомнить, что у североамериканских компаний цена за транспортировку нефти традиционно уже является высокой. Для сравнения тариф на транзит нефти по трубопроводу «Баку – Супса» составлял в 2022 г. 0,42 долл. за барр<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> MPLX reports record Q1 profit with jump in oil and gas pipeline flows // Reuters. 02.05.2023. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/mplx-reports-boost-total-pipeline-throughputs-q1-2023-2023-05-02/>.

<sup>2</sup> Обёрн Д. Украинский конфликт вынудил закрыть азербайджанский экспортный нефтепровод // Eurasianet. 22.06.2022. URL: <https://clck.ru/34MMSw>

Квартал	ЕТ (цент за барр.)	MPLX (цент за барр.)
Q2 2022	85	86
Q3 2022	86	87
Q4 2022	88	89
Q1 2023	90	90

Таблица 1. Изменение средней тарифной ставки на нефтепроводах под управлением ЕТ и MPLX

Источник:  
по данным ЕТ и MPLX

Период, гг.	Показатель индексации, в %
2016	5,76
2017	3,6
2018	3,77
2019	3,87
2020	3,42
2021	3,6
2022	4,3
2023	5,99

Таблица 2. Индексация тарифов на услуги по транспортировке нефти по системе «Транснефти» с 1 января

Источник:  
по данным ПАО «Транснефть»

Тарифы на прокачку нефти по трубопроводам в России традиционно являются одними из самых низких. Это, в частности, отмечала в своих прежних отчетах аудиторско-консалтинговая компания KPMG. Увеличение стоимости услуг по транспортировке нефти по нефтепроводам в РФ ограничено и жестко привязано к прогнозируемому значению инфляции. Осенью 2020 г. Правительство РФ утвердило ежегодный рост тарифов «Транснефти» на 10 лет по принципу инфляция минус 0,1 %. Между тем, стоимость железнодорожных перевозок в РФ в январе 2023 г., по сравнению с декабрем 2021 г., выросла на 30 %<sup>3</sup>.

Причины роста тарифов могут быть самые разные. Во-первых, это необходимость

<sup>3</sup> За два года тарифы РЖД вырастут на 30 % // Vgudok. 30.10.2022. URL: <https://vgudok.com/tarifnye-voiny/za-dva-goda-tarifny-rzhd-vyrastut-na-30-rekordnoe-povyshenie-stoimosti>

**Росту тарифов способствует увеличение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание трубопроводов из-за старения инфраструктуры, ужесточения стандартов в сфере безопасности и экологии**

затрат на строительство новых трубопроводов или расширение существующей инфраструктуры. Так, в 2022 г. стало известно о намерении Kenya Pipeline Company (KPC) повысить тарифы с июня 2023 г. на 15 %, а через год еще более чем на 5 %<sup>4</sup>. Компания рассчитывала на более высокие сборы, чтобы построить к декабрю 2024 г. новый 450-километровый трубопровод «Момбаса – Найроби»<sup>5</sup>. Этот проект должен способствовать укреплению конкурентных позиций Кении в качестве маршрутного коридора для нефтяного экспорта.

В мае 2023 г. агентство Bloomberg сообщило о том, что крупнейшие нефтегазовые компании Норвегии возрождают планы разведки в арктических водах, поскольку правительство намерено превратить страну в ключевого поставщика энергоресурсов в Европу<sup>6</sup>. Ранее в Министерстве энергетики и нефти Норвегии рассказывали о планах освоения углеводородов в Арктике, чтобы способствовать уменьшению энергетической зависимости стран Запада от России<sup>7</sup>. Компенсировать повышенные

<sup>4</sup> Kenya Pipeline push for higher tariffs to drive up fuel prices // The Star. 23.08.2022. URL: <https://www.the-star.co.ke/business/kenya/2022-08-23-kenya-pipeline-push-for-higher-tariffs-to-drive-up-fuel-prices/>

<sup>5</sup> Why Kenya Pipeline is raising transport costs // Business Daily. 08.09.2022. URL: <https://www.businessdailyafrica.com/bd/economy/why-kenya-pipeline-is-raising-transport-costs-3940556>

<sup>6</sup> Arctic Oil Drilling Plans Revived in Norway as Priorities Change // Bloomberg. 03.05.2023. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-05-03/arctic-oil-drilling-plans-revived-in-norway-as-priorities-change?srnd=premium-europe&leadSource=verify%20wall>

<sup>7</sup> Norway plans to expand Arctic oil and gas drilling in new licensing round // Reuters. 17.03.2022. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/norway-plans-expand-arctic-oil-gas-drilling-new-licensing-round-2022-03-17/>

затраты на освоение и эксплуатацию новых месторождений должно позволить, в том числе, увеличение трубопроводных тарифов.

Однако на этом «Казтрансойл» не остановился. Вскоре после введения в мае новых тарифов компания объявила, что с 1 июля 2023 г. повысится стоимость транспортировки нефти за пределы Казахстана на экспорт. Новый тариф составит 22,7 долл. за 1 т на 1 тыс. км без учета НДС<sup>8</sup>.

Росту тарифов способствует и увеличение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание из-за старения инфраструктуры, ужесточения стандартов в сфере обеспечения безопасности и охраны окружающей среды. В частности, такая ситуация сложилась вокруг принадлежащей компании INEOS трубопроводной системы Forties (FPS). Она связывает около 85 объектов в центральной и северной части Северного моря с материковой частью Великобритании. Из-за высоких затрат на содержание, в том числе, в части соблюдения природоохранного законодательства и необходимости модернизации устаревшей трубопроводной системы, которая была построена еще в 70-х гг. прошлого века, в 2019 г. было объявлено о планах вложить 500 млн фунтов стерлингов в капитальный

<sup>8</sup> «Казтрансойл» с 1 июля повысит тарифы на услуги по транспортировке нефти на экспорт // ТАСС. 29.05.2023. URL: <https://tass.ru/ekonomika/17870943>

Трансгорный трубопровод  
Источник: [financialtribune.com](http://financialtribune.com)



**Рост тарифов может выступать в роли компенсаторного механизма, если операторы трубопроводов сталкиваются с более низкими доходами из-за снижения объемов транспортировки нефти**

ремонт трубопровода<sup>9</sup>. В своем заявлении INEOS отметил, что эти инвестиции позволят FPS продолжать предоставлять услуги до 2040 г. и далее<sup>10</sup>. В свою очередь, возврат инвестиционных вложений планируется осуществлять через стандартный тариф, который будет оплачиваться новыми клиентами.

Рост тарифов также может выступать в роли компенсаторного механизма в случае, если операторы трубопроводов сталкиваются с более низкими доходами из-за снижения объемов транспортировки жидких углеводородов. Причиной этого может стать сокращение объемов прокачки нефти из-за уменьшения спроса или снижения добычи. В частности, такая проблема встала в 2019 г. перед Трансгорным трубопроводом (Trans Mountain Pipeline), ключевой трубопроводной системой, по которой транспортируется сырая нефть из Альберты в Британскую Колумбию и штат Вашингтон в Северной Америке. Необходимость увеличить тарифы за прокачку нефти по трубопроводу было объяснено растущими капитальными затратами на проект расширения трубопровода и снижением объемов прокачиваемой нефти из-за сокращения добычи в Альберте<sup>11</sup>.

Наконец, на методологию установления тарифов, определение нормы прибыли от эксплуатации трубопроводов, порядка предоставления доступа к транспортной инфраструктуре третьих сторон могут влиять изменения в законодательстве

<sup>9</sup> INEOS to invest £ 500m in UK offshore pipeline // Offshore Technology. 27.02.2019. URL: <https://www.offshore-technology.com/news/ineos-uk-offshore/>

<sup>10</sup> INEOS – Tarrif. URL: <https://www.ineos.com/businesses/ineos-fps/commercial/>

<sup>11</sup> Canada Energy Regulations – Pipeline Profiles: Trans Mountain. URL: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/facilities-we-regulate/pipeline-profiles/oil-and-liquids/pipeline-profiles-trans-mountain.html>

## С недавнего времени, к факторам повышения цены на прокачку нефти добавился еще один – антироссийские санкции. Именно их влияние стало превалировать в причинах роста тарифов

или судебные споры. Не следует забывать и про политические риски, которые часто сопровождают работу нефтяного сектора, особенно в некоторых юрисдикциях. К таковым, в частности, относится иракский Курдистан. Так, в феврале 2022 г. полуавтономное региональное правительство данной территории в рамках своей новой энергетической политики решило ввести более высокие трубопроводные тарифы для международных нефтяных компаний<sup>12</sup>. Данное решение стало очередным проявлением проблем с политической нестабильностью и правовой неопределенностью, с которыми

<sup>12</sup> KRG imposes major new pipeline fees on companies // Iraq Oil Report. 12.02.2022. URL: <https://www.iraqoilreport.com/news/krg-imposes-major-new-pipeline-fees-on-companies-44482/>

столкнулись инвесторы в нефтяном секторе Курдистана<sup>13</sup>. Итогом всего этого, напомним, стало временное прекращение весной 2023 г. поставок нефти из Ирака на территорию Турции, согласно решению Арбитражного суда Международной торговой палаты.

### Влияние отказа от российской нефти на динамику тарифов

С недавнего времени к факторам, которые двигают цены на прокачку нефти вверх, добавился еще один – антироссийские санкции. Более того, именно их влияние стало к настоящему времени превалировать в причинах роста тарифов. Так, в конце марта 2023 г. дочерняя компания «КазМунайГаз», оператор нефтепровода «КазТрансойл», объявила, что с 1 мая тарифы на перевалку как экспортных, так и транзитных поставок нефти вырастут в три раза по сравнению с текущими. Повышение должно было коснуться поставок нефти, поступающей в сеть, управляемую Каспийским трубопроводным консорциумом (КТК), и грузов, направляющихся в Китай по существующей трубопрово-

<sup>13</sup> Oil companies say KRG payment slow-down puts new investment at risk. Iraq Oil Report. 22.05.2021. URL: <https://www.iraqoilreport.com/news/oil-companies-say-krg-payment-slow-down-puts-new-investment-at-risk-43768/>

Рис. 1. Trans Mountain Pipeline Tolls

Источник: Canada Energy Regulations



Морской терминал КТК

Источник: portnews.ru

дной сети<sup>14</sup>. В частности, тарифы на услуги по транспортировке нефти в целях экспорта за пределы Казахстана и транзита через территорию страны (налив нефти в железнодорожные цистерны на НПС им. Т. Касымова, перевалка нефти на НПС им. Т. Касымова, перевалка нефти на НПС «Макат», перевалка нефти на ГНПС «Кенкияк», операторская деятельность по единой маршрутизации и перевалка нефти на НПС им. Шманова Н. Н. в нефтепровод «Кенкияк – Атырау») с 01.05.2023 г. увеличены от 2 до 3,78 раз<sup>15</sup>. При этом с 1 февраля 2023 г. АО «КазТрансОйл» уже повышало тариф на услугу по транспортировке нефти российского происхождения для целей транзита через территорию Казахстана в Узбекистан на 11 % – с 25,12 до 27,9 долл. США за 1 т (без учета НДС)<sup>16</sup>.

Обращает внимание то, что транспортные тарифы серьезно выросли и в сфере перевозки нефти морским путем. В част-

ности, стоимость доставки сырья из России существенно увеличилась накануне вступления в силу в декабре 2022 г. санкций ЕС в отношении российской нефти с введением ценового потолка на нее. К примеру, при погрузке с 5 декабря тариф на перевозку между Балтийским морем и Индией обсуждался на уровне около 15 млн долл. (или 20 долл. за барр.), тогда как ранее ставка на перевозку по этому маршруту составляла от 9 до 11,5 млн долл.<sup>17</sup> Причинами повышения цен на морские перевозки, стали, во-первых,

<sup>17</sup> Стоимость перевозки российской нефти резко выросла после решения ЕС о ценовом потолке // Деловой Петербург. 02.12.2022. URL: <https://www.dp.ru/a/2023/05/11/neschastepomoglo-kak-mi2>

**Даже после подорожания трубопроводный маршрут из России останется выгодным для европейских потребителей, поскольку альтернативные варианты требуют инвестиций в развитие инфраструктуры**

<sup>14</sup> Kazakhstan slams huge fine on Kashagan and raises pipeline fees // Upstream Online. 05.04.2023. URL: <https://www.upstreamonline.com/production/kazakhstan-slams-huge-fine-on-kashagan-and-raises-pipeline-fees/2-1-1430258>

<sup>15</sup> Казахстанская «КазТрансОйл» повысила тарифы на транспортировку нефти // Интерфакс. 01.05.2023. URL: <https://www.interfax.ru/business/898544>

<sup>16</sup> KazTransOil: JSC transited 10.7 thousand tons of Russian oil to Uzbekistan in Q1 2023 // Market Screener. 05.05.2023. URL: <https://www.marketscreener.com/quote/stock/KAZTRANSOIL-13203122/news/KazTransOil-JSC-transited-10-7-thousand-tons-of-Russian-oil-to-Uzbekistan-in-Q1-2023-43754875/>



Адриатический трубопровод

Источник: olke.az

возросшие риски. Во-вторых, уменьшение числа доступных судов. Наконец, из-за необходимости перенаправить нефть из РФ от традиционных покупателей в Европе к новым покупателям в Азии и на Ближнем Востоке вынужден был поднять свои тарифы Суэцкий канал. С 1 марта 2023 г. стоимость прохода для нефтяных танкеров выросла на 10 %, а с 1 мая началось взимание дополнительных 15 % «от обычного транзитного сбора» за проход груженых нефтетанкеров через водную артерию в обоих направлениях<sup>18</sup>.

В особой ситуации с трубопроводными поставками оказалась Венгрия. Большую часть импортируемой сырой нефти эта страна получает из России, в частности, в 2022 г. эта доля составила около 80 %<sup>19</sup>. Это позволяло Венгрии покрывать свой спрос на «черное золото» по более низким ценам, нежели остальной Европе. Российская нефть поставлялась по суше через трубопровод «Дружба», маршрут которого проходит, в том числе, по территории Украины.

<sup>18</sup> Суэцкий канал поднял тарифы из-за кризиса на Украине и роста цен на нефть // «РЖД-Партнер». 29.03.2022. URL: <https://www.rzd-partner.ru/water-transport/news/suetskiy-kanal-podnyal-tarif-iz-za-krizisa-na-ukraine-i-rosta-tsen-na-neft/>

<sup>19</sup> Hungary agrees on option for more Russian gas shipments, oil transit fees // Reuters. 11.04.2023. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/hungary-agrees-option-more-russian-gas-shipments-oil-transit-fees-2023-04-11/>

Вместе с тем, в настоящее время Будапешт вынужден рассматривать проходящий по Хорватии Адриатический нефтепровод как более жизнеспособный альтернативный маршрут для доставки дешевой российской нефти. Хорватская государственная нефтетранспортная компания Japaf предложила более высокие тарифы за прокачку нефти из России. В декабре 2022 г. министр иностранных дел Венгрии Петер Сийярто заявил, что Хорватия увеличит плату за транзит по Адриатическому трубопроводу более чем в 2,5 раза с 2023 г.<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Hungarian Refinery to be Supplied through Croatian Pipeline // Hungary Today. 10.01.2023. URL: <https://hungarytoday.hu/hungarian-refinery-to-be-supplied-through-croatian-pipeline/>

**Своеобразно проявляет себя Белоруссия, через которую также проходит маршрут «Дружбы». Минск почти каждый год предлагает повысить тариф кратно больше, нежели итоговый уровень индексации**

**На самом деле транзитной стороне нет необходимости обосновывать размер платы за транзит нефти, ибо она уверена, что будет ее взимать просто потому, что она может это сделать**

Схожее положение дел складывается и со Словакией. Эта страна, находящаяся в сильной зависимости от поставок нефти из России, так же, как и Венгрия получила освобождение от нефтяного эмбарго ЕС. Ее нефтеперерабатывающая компания Slovnaft, являющаяся «дочкой» венгерской нефтегазовой компании MOL, хотя и сокращает использование российского сырья, полностью перейдет на нефть нероссийского происхождения для производства нефтепродуктов на экспорт лишь с 2024 г. Поэтому Словакия также пытается найти транспортную альтернативу «Дружбе», в частности, используя Адриатический трубопровод. Это означает гораздо более высокие цены за транспортировку, которые значительно превышают транспортные сборы в ЕС. В частности, Japaf берет в шесть раз больше, чем словацкий нефте-

перевозчик Transpetrol или чешский MERO. В Чехии и Словакии транспортировка нефти обходится в 3 евро/т, в то время Japaf требует за свои услуги 17 евро<sup>21</sup>.

Впрочем, по мнению некоторых экспертов, даже после подорожания трубопроводный маршрут из России останется выгодным для европейских потребителей российской нефти. Дело в том, что альтернативные варианты поставок требуют существенных вложений в развитие инфраструктуры<sup>22</sup>.

### Транзитный статус как инструмент политического давления

Происходящие сегодня в глобальной нефтяной отрасли события в очередной раз продемонстрировали, что значительное влияние на тарифную политику способна оказывать политическая составляющая. Особенно ярко это показала ситуация вокруг украинского участка нефтепровода «Дружба». Так, в 2022 г. украинский государственный нефтепроводный оператор «Укртранснфта» повышал тариф на прокачку российской нефти по территории Украины 2 раза.

Поэтапный рост тарифа продолжился и в 2023 г. С 1 января «Укртранснфта» по-

<sup>21</sup> Oil transit fees at heart of Slovak-Croat dispute // EURACTIV.com. 08.02.2023. URL: <https://www.euractiv.com/section/politics/news/oil-transit-fees-at-heart-of-slovak-croat-dispute/>

<sup>22</sup> Мордюшенко О. Два счетчика по «Дружбе» // Коммерсантъ. 25.03.2023. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5899229>

Трубопровод «Дружба»

Источник: druzhiba.transneft.ru



Период	Базовая транзитная ставка, применяемая к отгрузке нефти на 100 км по сети
С 1 января 2022 г.	8,6 евро/т
С 1 апреля 2022 г.	11,5 евро/т (на 27,8 %)

Таблица 3. Тариф на прокачку российской нефти по украинскому участку МНП «Дружба»

Источник: по данным АО «Укртранснафта»

высила цены на транзит российской нефти по территории Украины до 13,6 евро (18 %). С 1 апреля 2023 г. «Укртранснафта» предлагала поднять ставку в 2 раза, до 27,2 евро/т, но не смогла согласовать такой рост с потребителями. Сейчас компания планирует 2-этапное повышение тарифа – на 25 %, до 17 евро/т с 1 июня 2023 г. и на 24 %, до 21 евро/т с 1 августа<sup>23</sup>. Другой источник говорит о планах «Укртранснафты» увеличить стоимость транзита до 27,2 евро/т<sup>24</sup>.

При этом предложение «Укртранснафта» о повышении тарифа фактически не принять невозможно, ибо по соглашению, подписанному в 2004 г. бывшим в то время президентом «Транснефти»

<sup>23</sup> Мордюшенко О. «Дружба» пошла по этапам // Коммерсантъ. 28.04.2023. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5955060>

<sup>24</sup> «Ъ»: Украина намерена повысить тариф на транзит нефти для Восточной Европы // Ведомости. 25.03.2023. URL: <https://www.vedomosti.ru/economics/news/2023/03/25/968124-namerena-povisit>

С. Вайнтштоком, либо следует согласиться с таким предложением, либо другая сторона прекращает перекачку нефти.

В качестве причин повышения неофициально назывался в целом стандартный набор причин: рост стоимости и дефицит электроэнергии в Украине, нехватка топлива и запчастей, увеличение издержек на мероприятия по обеспечению безопасности и т. д. Вместе с тем, подобная тарифная политика стала выступать и политическим инструментом с целью оказать давление на Венгрию, которая не желает отказываться от покупок нефти из России. Конечная же цель состоит в том, чтобы полностью остановить транспортировку по этому маршруту, невзирая на те негативные последствия, которыми грозит данный шаг европейским потребителям.

Своеобразно проявляет себя политическая компонента в случае с Беларусью, через которую также проходит маршрут

Трубопровод «Дружба»

Источник: [druzhba.transneft.ru](http://druzhba.transneft.ru)



Терминал JANAF

Источник: [direktno.hr](http://direktno.hr)

«Дружбы». Минск почти каждый год предлагает повысить тарифкратно больше, нежели итоговый уровень индексации. Причина этого заключается, в том числе, в стремлении белорусского руководства монетизировать свой статус главного союзника Москвы. Так, с 1 февраля 2022 г. тарифы выросли на 7,4 % по сравнению с уровнем 2021 г., хотя Беларусь предлагала повысить его на 24,5 %. Причем после начала конфликта на Украине аппетиты белорусской стороны возросли еще сильнее. В ноябре 2022 г. белорусская госкомпания «Гомельтранснефть Дружба» попросила «Транснефть» увеличить с 1 января 2023 г. тариф на прокачку нефти уже на 39 %, аргументируя это сокращением грузооборота вдвое из-за отказа Германии и Польши от поставок нефти<sup>25</sup>. Однако в итоге с 1 февраля 2023 г. «Гомельтранснефть Дружба» повысила тарифы лишь на 9 %<sup>26</sup>. Тарифы на услуги по транспортировке нефти по белорусской территории (кроме маршрутов «Унеча (Высокое) – Адамова Застава» и «Унеча (Высокое) – Броды») были увеличены на 7,2–18,6 %.

<sup>25</sup> Минск попросил «Транснефть» повысить тариф на транзит нефти на 39 % // Интерфакс. 22.10.2022. URL: <https://www.interfax.ru/business/873647>

<sup>26</sup> Саложников А. Белоруссия увеличивает тарифы на транспортировку нефти через свою территорию // Коммерсантъ. 27.01.2023. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5795818>

Тем не менее, Минск не оставляет попыток добиться от своих российских партнеров гораздо более существенного роста тарифов. Так, в конце мая текущего года белорусская сторона потребовала согласовать повышение тарифов с 1 июля на 84 %. Данный шаг был аргументирован падением грузооборота по «северной» ветке «Дружбы».

Ради справедливости следует сказать, что прекращение перекачки нефти по «северной» ветке «Дружбы» в Польшу и Германию, существенно снизили грузооборот белорусского оператора, а раздающиеся угрозы о подрыве «южной» ветки «Дружбы» и вовсе ставят вопрос о тран-

**В целом трансграничная трубопроводная транспортировка энергоресурсов очень часто чревата серьезными транзитными рисками в юридической, экономической и политических сферах**

## Происходящие сегодня в глобальной нефтяной отрасли события в очередной раз продемонстрировали, что значительное влияние на тарифную политику способна оказывать политическая составляющая

зитном статусе Беларуси. В этом случае единственным выходом станет интеграция белорусской системы нефтепроводов в российскую систему магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов.

В целом трансграничная трубопроводная транспортировка энергоресурсов очень часто чревата транзитными рисками в юридической, экономической и политических сферах [26].

Интересно, что еще в 1971 г. американским экономистом Раймондом Верноном (Raymond Vernon) применительно к транзиту было введено такое понятие как «obsolescing bargain» – дословно «устаревающая сделка». Говоря иначе, такая ситуа-

ция, когда возможность диктовать свои условия переходит от инициаторов к транзитной стороне и характеризуется функциональной зависимостью между целями и ресурсами каждой стороны и ограничениями, с которыми эти стороны сталкиваются [27].

При эксплуатации трубопровода возможность диктовать свои условия переходит к транзитной стране, кроме того, дополнительным фактором может быть и уровень его текущей загрузки.

Если раньше попытки урегулирования проблем транзитных трубопроводов пытались решить за счет привлечения международных документов или организаций, например, генерального соглашения о тарифах и торговле (ГАТТ), договора к Энергетической хартии (ДЭХ) – все соглашения по транзитным трубопроводам должны основываться на принципах справедливости, объективности, прозрачности и равноправия, то сейчас вся эта игра в либерализацию отринута напрочь.

Транзитной стране, меняющей в одностороннем порядке условия транзита в соглашении по транспортировке энергоресурсов и угрожающей перекрытием трубопровода, абсолютно не интересно, что в итоге страдает надежность поставки и увеличивается конечная стоимости с последующим спиральным раскручиванием



Терминал JANAF Omisalj  
Источник: tankstoragemag.com

процесса: растет цена на нефть → увеличивается стоимость автомобильного топлива → издержки во всей экономике в принимающей ресурс стране возрастают → резко увеличиваются инфляционные процессы.

По-хорошему, в соглашениях по транзиту следовало бы прописывать экономические основания для определения платы за транзит (или транзитных тарифов). Однако на самом деле транзитной стороне нет необходимости обосновывать размер

транзитной платы, ибо она уверена, что будет ее взимать просто потому, что она может это сделать.

## Рост тарифов неотвратим

Повышению тарифов на прокачку нефти обычно противятся как производители, так и потребители нефти. В частности, для нефтедобывающих компаний это означает снижение доходов. Для потребителей увеличение тарифов грозит повышением цен на нефть и нефтепродукты. И те, и другие предпочли бы переложить транспортные издержки на других. В том числе в России, где существующие тарифы на транспортировку нефти и нефтепродуктов по трубопроводам остаются самыми низкими. Тем не менее, рост стоимости транспортировки следует расценивать в качестве неизбежного и необходимого явления. Без этого трубопроводы перестанут развиваться и поддерживаться в надлежащем состоянии, что в конечном итоге приведет к еще большим проблемам. При этом стоит напомнить, что трубопроводный транспорт обходится гораздо дешевле, быстрее и безопаснее для окружающей среды, нежели другие способы транспортировки нефти. А трубопроводная транспортировка нефти в 4 раза эффективнее трубопроводной транспортировки газа.

## Использованные источники

1. *MPLX reports record Q1 profit with jump in oil and gas pipeline flows* // Reuters. 02.05.2023. – URL: <https://www.reuters.com/business/energy/mplx-reports-boost-total-pipeline-throughput-q1-2023-2023-05-02/>.
2. *Обёрн Д. Украинский конфликт вынудил закрыть азербайджанский экспортный нефтепровод* // Eurasianet. 22.06.2022. – URL: <https://clck.ru/34MMSw>
3. *За два года тарифы РЖД вырастут на 30%* // Vgudok. 30.10.2022. – URL: <https://vgudok.com/tarifnye-voyny/za-dva-goda-tarify-rzhd-vyrastut-na-30-rekordnoe-povyshenie-stoimosti>
4. *Kenya Pipeline push for higher tariffs to drive up fuel prices* // The Star. 23.08.2022. – URL: <https://www.the-star.co.ke/business/kenya/2022-08-23-kenya-pipeline-push-for-higher-tariffs-to-drive-up-fuel-prices/>
5. *Why Kenya Pipeline is raising transport costs* // Business Daily. 08.09.2022. – URL: <https://www.businessdailyafrica.com/bd/economy/why-kenya-pipeline-is-raising-transport-costs-3940556>
6. *Arctic Oil Drilling Plans Revived in Norway as Priorities Change* // Bloomberg. 03.05.2023. – URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-05-03/arctic-oil-drilling-plans-revived-in-norway-as-priorities-change?srnd=premium-europe&leadSource=verify%20wall>
7. *Norway plans to expand Arctic oil and gas drilling in new licensing round* // Reuters. 17.03.2022. – URL: <https://www.reuters.com/business/energy/norway-plans-expand-arctic-oil-gas-drilling-new-licensing-round-2022-03-17/>
8. *INEOS to invest £500m in UK offshore pipeline* // Offshore Technology. 27.02.2019. – URL: <https://www.offshore-technology.com/news/ineos-uk-offshore/>
9. *INEOS – Tarif*. – URL: <https://www.ineos.com/businesses/ineos-fps/commercial/>
10. *Canada Energy Regulations – Pipeline Profiles: Trans Mountain*. – URL: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/facilities-we-regulate/pipeline-profiles/oil-and-liquids/pipeline-profiles-trans-mountain.html>
11. *KRG imposes major new pipeline fees on companies* // Iraq Oil Report. 12.02.2022. – URL: <https://www.iraqoilreport.com/news/krg-imposes-major-new-pipeline-fees-on-companies-44482/>
12. *Oil companies say KRG payment slow-down puts new investment at risk* // Iraq Oil Report. 22.05.2021. – URL: <https://www.iraqoilreport.com/news/oil-companies-say-krp-payment-slow-down-puts-new-investment-at-risk-43768/>
13. *Kazakhstan slams huge fine on Kashagan and raises pipeline fees* // Upstream Online. 05.04.2023. – URL: <https://www.upstreamonline.com/production/kazakhstan-slams-huge-fine-on-kashagan-and-raises-pipeline-fees/2-1-1430258>
14. *Казахстанская «КазТрансОйл» повысила тарифы на транспортировку нефти* // Интерфакс. 01.05.2023. – URL: <https://www.interfax.ru/business/898544>
15. *KazTransOil: JSC transited 10.7 thousand tons of Russian oil to Uzbekistan in Q1 2023*. Market Screener. 05.05.2023. – URL: <https://www.marketscreener.com/quote/stock/KAZTRANSOIL-13203122/news/KazTransOil-JSC-transited-10-7-thousand-tons-of-Russian-oil-to-Uzbekistan-in-Q1-2023-43754875/>
16. *Стоимость перевозки российской нефти резко выросла после решения ЕС о ценовом потолке* // Деловой Петербург. 02.12.2022. – URL: <https://www.dp.ru/a/2023/05/11/neschaste-pomoglo-kak-mi2>
17. *Суэцкий канал поднял тарифы из-за кризиса на Украине и роста цен на нефть* // «РЖД-Партнер». 29.03.2022. – URL: <https://www.rzd-partner.ru/wate-transport/news/suetskiy-kanal-podnyal-tarif-iz-za-krizisa-na-ukraine-i-rosta-tsen-na-neft/>
18. *Hungary agrees on option for more Russian gas shipments, oil transit fees* // Reuters. 11.04.2023. – URL: <https://www.reuters.com/business/energy/hungary-agrees-option-more-russian-gas-shipments-oil-transit-fees-2023-04-11/>
19. *Hungarian Refinery to be Supplied through Croatian Pipeline* // Hungary Today. 10.01.2023. – URL: <https://hungarytoday.hu/hungarian-refinery-to-be-supplied-through-croatian-pipeline/>
20. *Oil transit fees at heart of Slovak-Croat dispute* // EURACTIV.com. 08.02.2023. – URL: <https://www.euractiv.com/section/politics/news/oil-transit-fees-at-heart-of-slovak-croat-dispute/>
21. *Мордюшенко О. Два счетчика по «Дружбе»* // Коммерсантъ. 25.03.2023. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5899229>
22. *Мордюшенко О. «Дружба» пошла по этапам* // Коммерсантъ. 28.04.2023. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5955060>
23. *«Ъ»: Украина намерена повысить тариф на транзит нефти для Восточной Европы* // Ведомости. 25.03.2023. – URL: <https://www.vedomosti.ru/economics/news/2023/03/25/968124-namerena-povisit>
24. *Минск попросил «Транснефть» повысить тариф на транзит нефти на 39%* // Интерфакс. 22.10.2022. – URL: <https://www.interfax.ru/business/873647>
25. *Сапожников А. Белоруссия увеличивает тарифы на транспортировку нефти через свою территорию* // Коммерсантъ. 27.01.2023. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5795818>
26. *Obomunde E.J. Cross-border Oil and Gas Pipelines and the Role of the Transit Country: Economics, Challenges And Solutions*. Basingstoke: Palgrave Macmillan. 2013.
27. *Vernon R. Sovereignty at Bay: The Multinational Spread of U.S. Enterprises*. Harvard Multinational Enterprise Series. New York: Basic Books. 1971.

# Перспективы использования природного газа для производства и экспорта российского водорода

## Natural gas application prospects for the Russian hydrogen production and export

Владислав КАРАСЕВИЧ

Доцент кафедры (базовой) возобновляемых источников энергии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, к. т. н.  
E-mail: crucian-74@mail.ru

Vladislav KARASEVICH

PhD (engineering), assistant professor of National University of Oil and Gas «Gubkin University»  
E-mail: crucian-74@mail.ru

Валерий БЕССЕЛЬ

Доцент, профессор кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, к. т. н., исполнительный вице-президент ООО «НьюТек Сервисез»  
E-mail: vbessel@nt-serv.com

Valery BESSEL

PhD (engineering), professor of National University of Oil and Gas «Gubkin University», Executive Vice-President of «NewTech Services»  
E-mail: vbessel@nt-serv.com

Рената МИНГАЛЕЕВА

Старший преподаватель кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина  
E-mail: mingaleeva.r@gubkin.ru

Renata MINGALEEVA

Senior lecturer of National University of Oil and Gas «Gubkin University»  
E-mail: mingaleeva.r@gubkin.ru

Аннотация. В статье оценивается текущая ситуация и перспективы мирового рынка водорода и водородосодержащей продукции (аммиак, азотные удобрения, метанол). В настоящее время более 60 % мирового водорода производится из природного газа, на производство водорода ежегодно потребляется более 160 млрд м<sup>3</sup> метана. По оценкам Международного энергетического агентства, к 2030 г. ожидается рост этой цифры еще на 27,5 млрд м<sup>3</sup>. Россия является одним из крупнейших в мире производителей водорода путем паровой конверсии метана, значительная часть которого расходуется на производство аммиака, азотных удобрений и метанола. В статье приведен анализ текущего состояния и динамики развития мировых рынков аммиака, азотных удобрений, метанола и водорода, включая крупных текущих и перспективных импортеров продукции. Проведенный анализ позволяет говорить о том, что именно на водородосодержащую продукцию (а не на экспорт водорода) целесообразно сделать основной акцент в российской экспортной водородной политике.  
*Ключевые слова:* водород, водородосодержащая продукция, аммиак, метанол, азотные удобрения, природный газ.

Abstract. This article evaluates current situation and prospects of world hydrogen and hydrogen-containing products (ammonia, nitrogen fertilizers, methanol) market. Currently more than 60 % of world hydrogen is produced by using natural gas; hydrogen industry consumes more than 160 billion m<sup>3</sup> of methane annually. According to IEA forecasts by 2030 natural gas demand for hydrogen production increases on 27,5 billion m<sup>3</sup>. Russia is one of the largest hydrogen producers in the world, mainly produces hydrogen from natural gas by using steam methane reforming technology, and a significant part of hydrogen is spent on the production of ammonia, nitrogen fertilizers and methanol. Article contains the analysis of current situation and dynamics of development for world hydrogen and hydrogen-containing products, including the largest current and potential importers of the products. The analysis shows that Russian hydrogen export policy should focus not on hydrogen but on hydrogen-containing products.

*Keywords:* hydrogen, hydrogen-containing products, ammonia, methanol, nitrogen fertilizers, natural gas.

Водородная отрасль существует более 100 лет и имеет большое значение для многих критически важных отраслей мировой экономики, таких как химическая промышленность, нефтепереработка, энергетика, металлургия, пищевая промышленность, микроэлектроника. В 2021 г. в мире было произведено 94 млн т водорода [1]. Из рис. 1 видно, что более 60 % водорода было произведено из природного газа, на водород ушло более 160 млрд м<sup>3</sup> природного газа.

Во многом благодаря крупнейшему в мире производителю водорода, Китай (более 60 % водорода производится из угля) газификацией угля произвел 19 % водорода, еще 18 % водорода явилось побочным продуктом переработки нефти. Доля низкоуглеродного водорода (электролиз воды и паровая конверсия метана с улавливанием и захоронением CO<sub>2</sub>) не превысила 0,7 % [2].

В 2021 г. основным потребителем водорода в мире были нефтепереработка (43 %),

производители аммиака и метанола (36 % и 16 %, соответственно) и металлургия (5 %). Потребление водорода на энергетические нужды и транспорт составило примерно 40 тыс. т (0,04 % от общего мирового потребления) [3].

Анализ графиков динамики цены на водород в разных регионах мира, публикуемых ценовым агентством Argus Media (рис. 2), позволяет сделать вывод, что сегодня в мире отсутствует рынок «зеленого» водорода: цена, судя по прямым линиям на графиках, является оценкой самого агентства. Также на графиках видно наличие сильной корреляции графиков по «серому» и «голубому» водороду, цена на улавливание и захоронение CO<sub>2</sub> тоже является фиксированной.

По оценкам Международного энергетического агентства к 2030 г. ожидается рост потребления водорода до 115 млн т, или на 21 млн т больше по сравнению с 2021 г., из них на долю водорода из природного

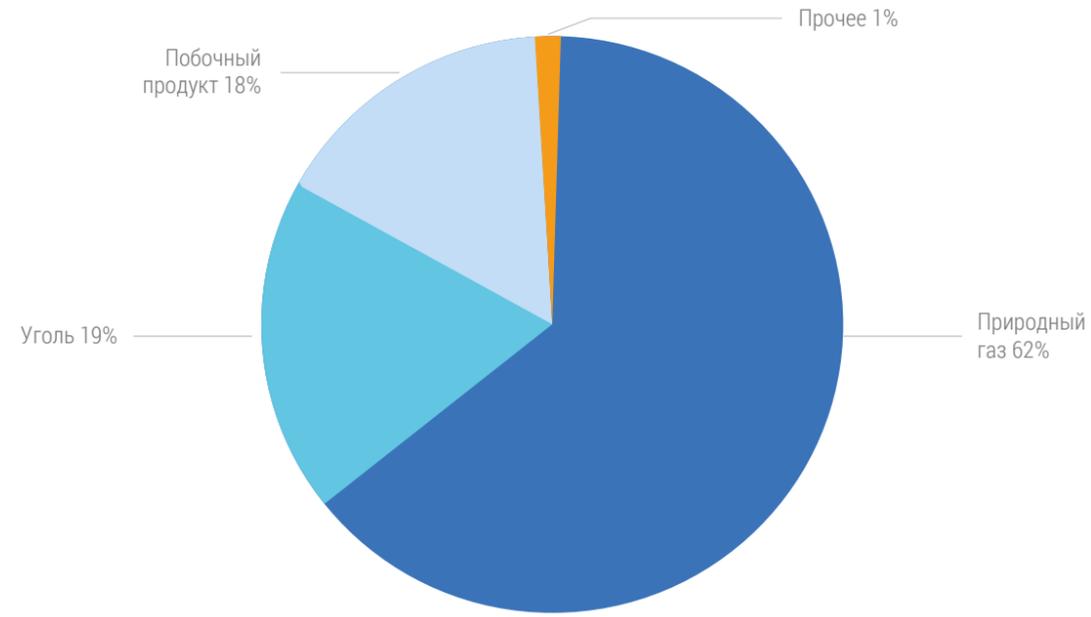


Рис. 1. Мировое производство водорода (по исходному сырью)

Источник: [1]

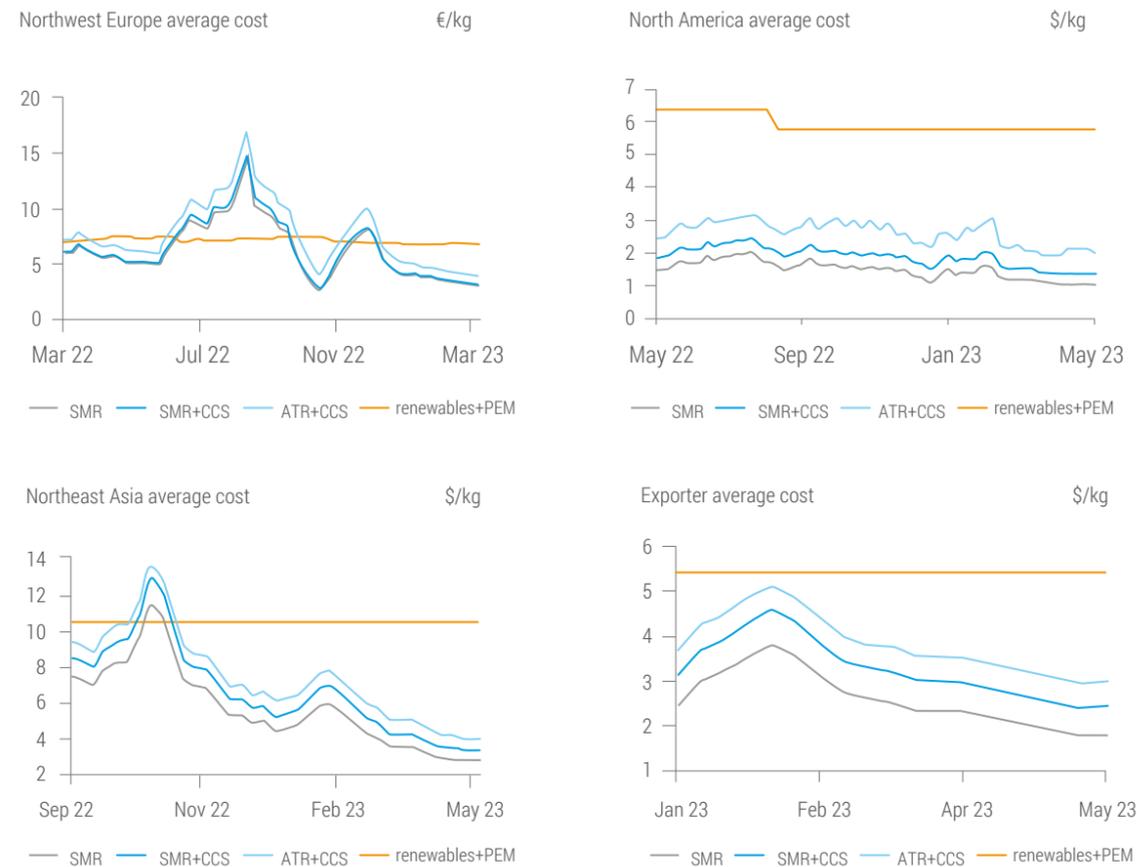


Рис. 2. Котировки цен на водород от Argus Media

Источник: [4]

газа (с улавливанием и захоронением CO<sub>2</sub>) придется 7–10 млн т (примерно 27,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа).

### Текущее состояние водородной промышленности России

Россия занимает пятое место в мире по производству водорода после Китая, США, ЕС-27 и Индии, выпуская порядка 5 млн т этого газа в год [5]. В отличие

из железной руды, водород получается из природного газа паровой конверсией метана) незначительно. Потребление водорода в стекольной, пищевой промышленности, электроэнергетике, микроэлектронике и других отраслях незначительно, чаще всего этот водород получается на собственных щелочных электролизерах предприятий или приобретается на внутреннем рынке.

Стоимость водорода, получаемого паровой конверсией метана, можно оценить в 40–80 руб. за 1 кг (или за 11,2 м<sup>3</sup>), цена во-

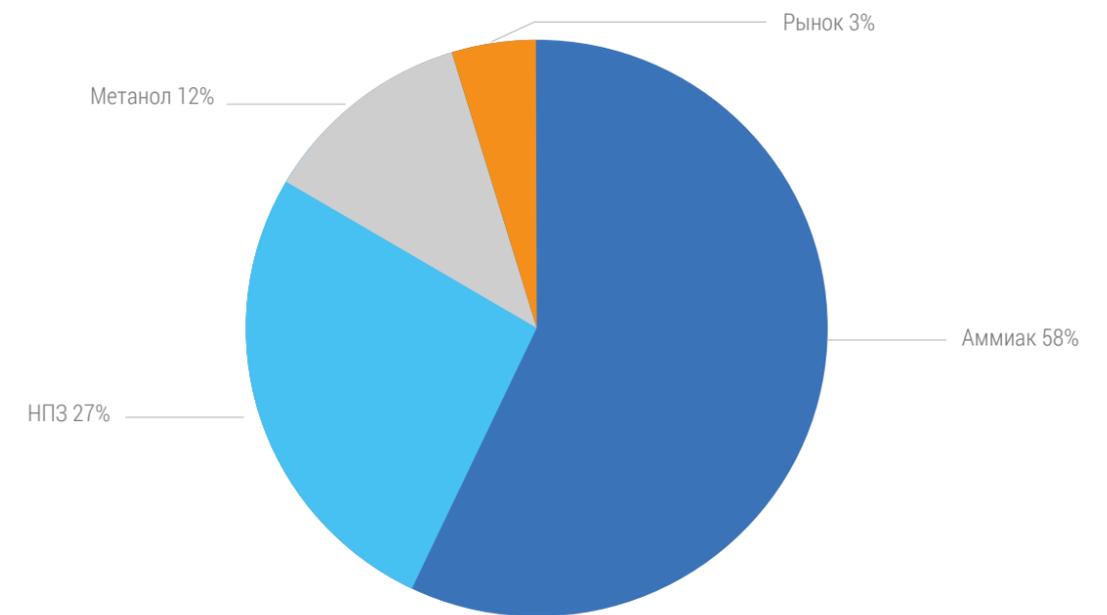


Рис. 3. Потребление водорода в России по отраслям

от Китая, где более 60 % водорода производится из угля его газификацией, в России, в основном, водород производят из природного газа методом паровой конверсии. На производство водорода в России ежегодно, по оценкам авторов, затрачивается 28 млрд м<sup>3</sup> природного газа или 6 % от внутреннего потребления в стране.

Как видно из рис. 3, основными потребителями водорода в России являются предприятия химической отрасли (в том числе частично ориентированные на экспорт производители аммиака (азотных удобрений) и метанола), а также нефтеперерабатывающие заводы. Потребление металлургии (в России на заводах в Старом Осколе и на Лебединском ГОК работает 6 печей прямого восстановления железа

дорода на розничном рынке может превышать 5,5 тыс. руб. за 1 кг (~500 руб. за 1 м<sup>3</sup>).

### Текущая ситуация на мировых рынках водородосодержащей продукции

**Аммиак и азотные удобрения.** В 2021 г. мировое производство и потребление аммиака составило 167 млн т, потребление аммиака по регионам показано на рис. 4. Согласно прогнозам Wood Mackenzie, до 2030 г. ожидается рост потребления аммиака примерно на 7,2 % ежегодно, а к 2050 г. оно вырастет более чем вдвое [6].

Более 70 % аммиака расходуется на производство азотных удобрений. По данным

Observatory of Economic Complexity в 2021 г. мировой экспорт/импорт аммиака составил 10,4 млрд долл. США [8]. Крупнейшими в мире странами-экспортерами аммиака являются Россия (17,2%), Тринидад и Тобаго (16,7%), Саудовская Аравия (15,1%), Индонезия (8,6%), Алжир (6,9%). Крупнейшими импортерами аммиака в 2021 г. стали США (14%), Индия (13,8%), Южная Корея (7,2%), Марокко (5,7%), Бельгия (4%), Китай (3,5%).

В 2022 г. Россия произвела 17 млн т аммиака (на производство потрачено 3 млн т

димо создание новых портовых мощностей по перевалке аммиака, планы по созданию таких мощностей есть в Ленинградской области.

**Азотные удобрения.** Мировое потребление азотных удобрений по регионам в 2020 г. представлено на рис. 5.

В 2021 г. Россия произвела 25,3 млн т азотных удобрений (рост на 15% за последние 5 лет), их экспорт составил 14,5 млн т [9]. Крупнейшими мировыми импортерами удобрений являются Бразилия, Индия,



Завод азотных удобрений Achema

Источник: АВ Achema

водорода), часть аммиака пошла на выпуск 11,8 млн т азотных удобрений. Основные объемы были поставлены на внутренний рынок на производство азотных удобрений, поставки на экспорт составили 4,4 млн т. За последние 5 лет, за счет реконструкции и ввода новых производств, мощности в России по аммиаку выросли более чем на 20% [9]. К 2030 г. Россия может нарастить возможности по производству аммиака до 25 млн т.

Для перевалки аммиака до 2022 г. использовались порты Прибалтики, Финляндии, часть аммиака ранее шла по аммиакопроводу «Тольятти – Одесса» с перевалкой на территории Украины. Сегодня для увеличения экспорта аммиака в России необхо-

димо создание новых портовых мощностей по перевалке аммиака, планы по созданию таких мощностей есть в Ленинградской области. Импортерами азотных удобрений из России в 2019 г. были Бразилия (3,9 млн т), США (2,6 млн т), Китай (1,1 млн т), а также страны Европы (4,7 млн т), Латинской Америки (1,9 млн т), Азии (1,4 млн т) и СНГ (0,9 млн т) [10]. В связи с ростом численности населения на Земле прогнозируется рост спроса на продовольствие и, как следствие, на удобрения. Ежегодный рост рынка удобрений оценивается в 2,6% [11]. По мере роста российских мощностей по производству и транспортировке азотных удобрений, Россия может существенно нарастить их экспорт. В качестве перспективных направлений экспорта российских удобрений можно отметить страны Азии, Африки, Латинской Америки.

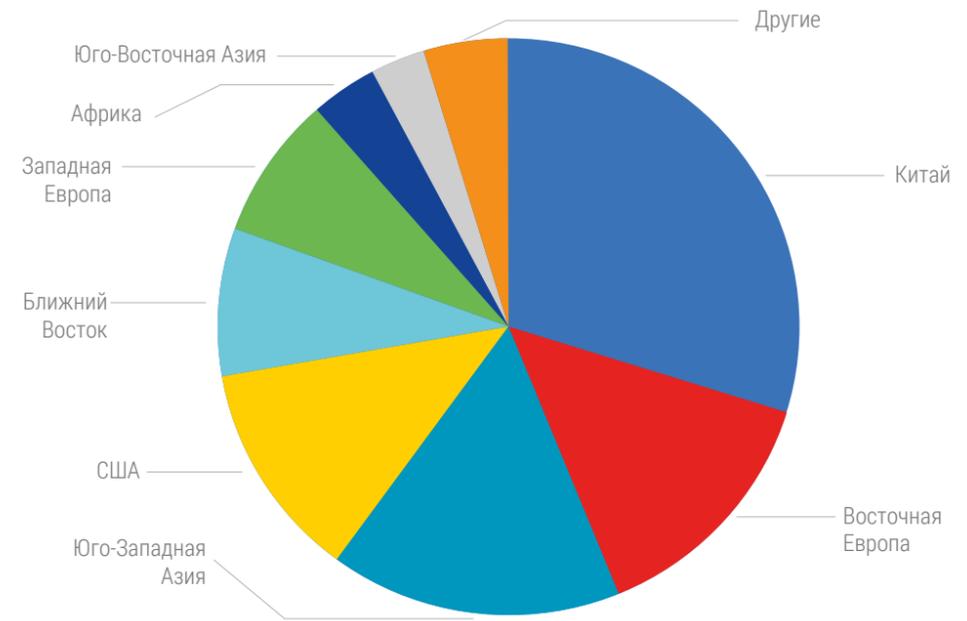


Рис. 4. Мировое потребление аммиака по регионам в 2020 г.

Источник: [7]

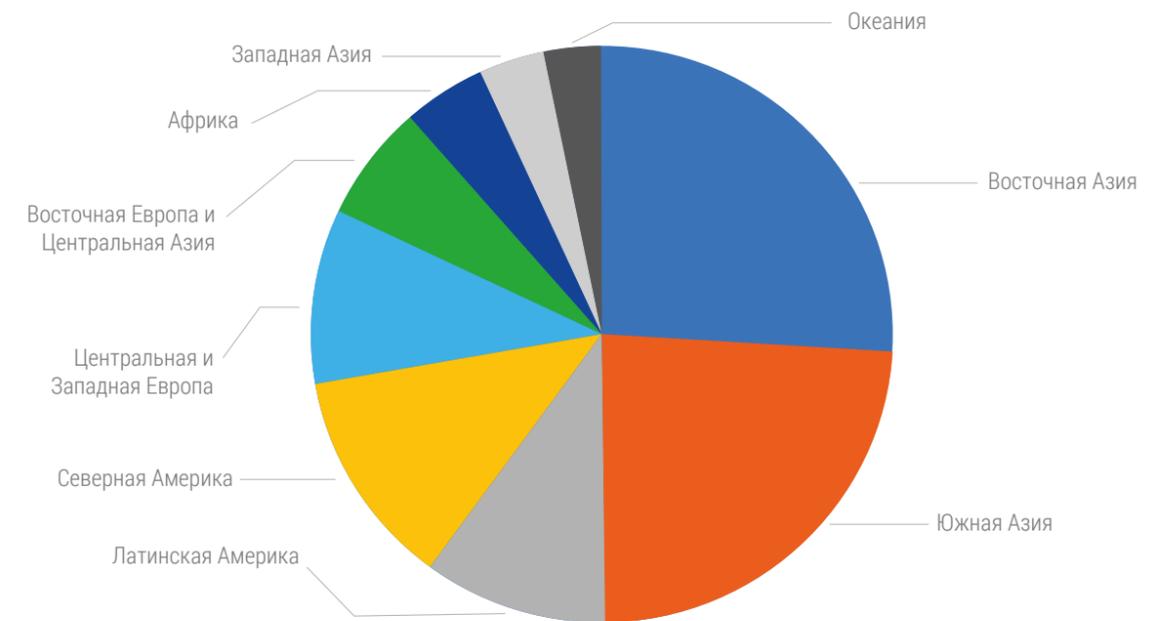


Рис. 5. Мировое потребление азотных удобрений по регионам в 2020 г.

Источник: [12]

## Врез 180 знаков

**Метанол.** В 2021 г. мировое производство и потребление метанола составило 86,8 млн т [9], распределение потребления метанола по регионам показано на рис. 6.

Крупнейшими мировыми импортерами метанола являются Китай, США, Индия, страны ЕС, Япония и Южная Корея. К основным производителям метанола относятся Китай (40,2 млн т), Иран (8,4 млн т), США (6,6 млн т), Саудовская Аравия (6,1 млн т), Тринидад и Тобаго (5,4 млн т) и Россия (4,5 млн т), основными потребителями – страны ЕС (7,1 млн т), США (6,6 млн т), Китай (52,7 млн т), Россия (2,6 млн т), Индия (2,1 млн т), Южная Корея (2 млн т) и Япония (1,9 млн т) [9].

Производство метанола в России в 2021 г. составило 4,5 млн т при общей установленной мощности 5,5 млн т, экс-

порт – 2,9 млн т. Рынок метанола ежегодно растет на 5,8 % и к 2030 г. достигнет 61,5 млрд долл. США (в 2021 г. – 37 млрд долл. США) [13].

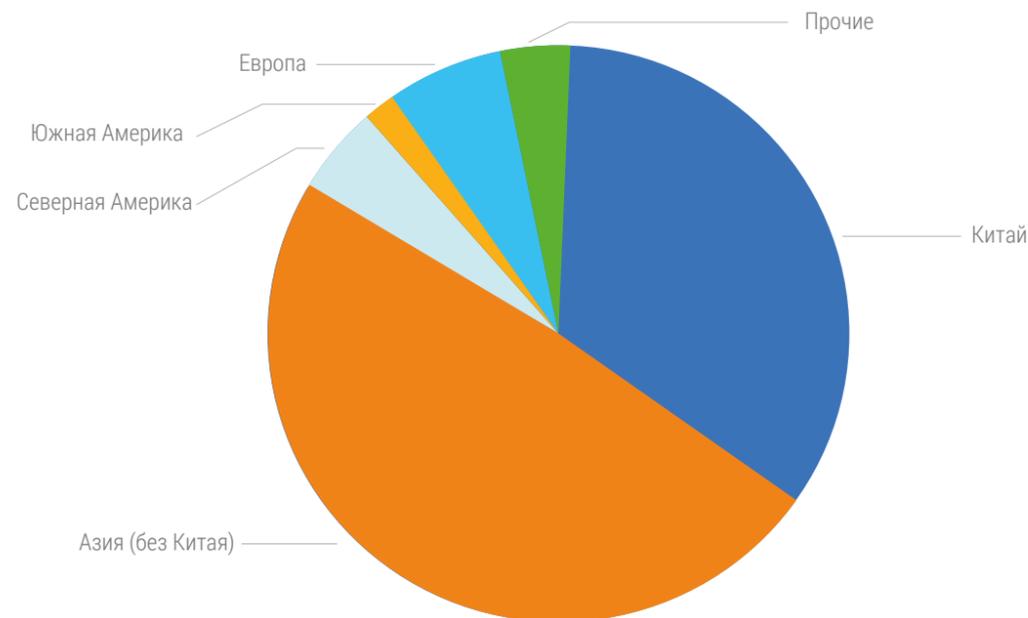
В 2022 г. Россия сократила экспорт метанола до 2,1 млн т (в 2023 г. ожидается еще падение экспорта), но начала активно диверсифицировать поставки метанола на мировые рынки. Если в 2022 г. через дальневосточные порты было отгружено только 165 тыс. т метанола, а основные поставки были отгружены через Финляндию (860 тыс. т) и через Беларусь (835 тыс. т), то уже в 2023 г. через порты Дальнего Востока ожидается экспорт до 700 тыс. метанола [15].

### Потенциал экспорта водорода и водородосодержащей продукции

В настоящий момент Россия имеет ограниченный потенциал экспорта водорода в чистом виде. В отличие от стран Западной Европы и Северной Америки, где трубопроводный транспорт водорода существует с первой половины XX века, в России не строились магистральные водородопроводы и нет опыта их эксплуатации. Есть варианты, связанные с транспортировкой метано-водородной смеси (с объемной долей водорода до 20 %),

Рис. 6. Мировое потребление метанола по регионам в 2020 г.

Источник: [14]



Остров Сахалин

Источник: redtc / Depositphotos.com

но сегодня ни в Китае, ни в Турции, ни в странах ЕС, куда приходит трубопроводный российский газ, нет и до 2030 г. не ожидается спрос как на водород, так и на метано-водородную смесь. У России есть советский опыт транспортировки сжиженного водорода железной дорогой Сергиево-Посада на космодром Байконур (похожие наработки есть и у других космических стран, таких как КНР), но эта технология может быть использована для малотоннажных поставок и, скорее всего, будет востребована только на внутреннем рынке (в той же космонавтике). Японский опыт в морской транспортировке сжиженного водорода пока ограничен только одним судном Suiso Frontier, вряд ли до 2030 г. следует ожидать его широкое тиражирование. Единственным, на наш взгляд, реальным проектом по экспорту водорода может стать Сахалинский проект, где планируется, при участии китайских компаний, производство до 300 тыс. т водорода в год с его дальнейшим экспортом, скорее всего в Китай.

В отличие от рынка водорода на рынке водородосодержащих аммиака и его производных, а также метанола, ситуация выглядит более перспективной. Ожидается мировой рост спроса на аммиак, метанол и азотные удобрения. При этом технологии

их доставки как российским, так и зарубежным потребителям достаточно хорошо проработаны. Дополнительным плюсом развития именно этого направления экспорта водорода служит более высокий уровень переработки водорода (как следствие, в России развиваются производства и создаются рабочие места, возникает потенциал для развития отечественных технологий и оборудования), более высокая добавленная стоимость продукции, более широкий, чем на водород, круг текущих и потенциальных потребителей продукции.

Среди обсуждаемых в Российской Федерации вариантов экспорта водорода (например, в проекте комплексной

## Врез 180 знаков

## Врез 180 знаков

программы развития отрасли низкоуглеродной водородной энергетики до 2035 г.) основными направлениями экспорта водорода чаще всего указываются сжиженный водород и аммиак, а в качестве приоритетных рынков – страны Азии. По мнению авторов статьи, вклад сжиженного водорода несколько переоценен. Необходимо сосредоточить основное внимание на переработке водорода внутри страны, а как часть экспорта водорода в виде водородосодержащих продуктов кроме аммиака также рассматривать метанол и азотные удобрения, при этом роль экспорта сжиженного водорода должна быть незначительной. Обсуждаемые ранее варианты с трубопроводными поставками водорода (в том числе и в виде метано-водородной смеси), на наш взгляд, сегодня малопер-

Негабаритная перевозка линии по производству метанола



Источник: beltrans.by

спективны, в том числе из-за отсутствия спроса на водород в связанных с Россией трубопроводным транспортом природного газа странах при высоком спросе непосредственно на сам природный газ и низкой добавочной стоимости водорода по сравнению с водородосодержащими продуктами.

Одним из приоритетных направлений развития водородной отрасли объявлено развитие собственных технологий производства, хранения и транспортировки водорода. Пример Китая в солнечной и ветряной энергетике показывает, что именно технологическое лидерство, вкупе с наличием ресурсной базы и хорошим географическим положением, позволяет стране при формировании новых (в данном случае водородных) рынков выйти на них после появления спроса на продукцию и занять хорошие позиции. Попытки подстроиться под рынки до их появления на основании прогнозной информации, на наш взгляд, менее выигрышная и интересная для страны стратегия.

## Выводы

Проведенные исследования показывают отсутствие сегодня рынков низкоуглеродного водорода, на которые можно было бы ориентироваться в перспективе до 2030 г. Вместе с тем, существуют как региональные рынки традиционного во-



Азотные удобрения  
Источник: gurcs.ru

дорода, так и рынки производимых с применением водорода аммиака, метанола и азотных удобрений. Россия входит в мировые лидеры по производству и экспорту аммиака, метанола и азотных удобрений, отработаны технологии их производства, транспортировки и хранения.

Для России, на наш взгляд, целесообразно сосредоточиться не на попытках организовать любой ценой экспорт низкоуглеродного водорода, а на развитии в стране перспективных водородных технологий и оборудования и на формировании соответствующей сырьевой и промышленной базы. В качестве примеров успешного развития можно привести технологическое лидерство ГК «Росатом» в атомной энергетике или лидерство Китая в солнечной энергетике. Географические и климатические преимущества страны, а также низкие цены на газ и электроэнергию, позволят России, при необходимости, эффективно реагировать на развитие ситуации на рынках низкоуглеродного водорода и водородосодержащей продукции (аммиак, метанол, азотные удобрения).

## Использованные источники

1. IEA. *Global Hydrogen Review*. 2022. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
2. Чашков А. С., Довгиллов А. Е., Мингалеева Р. Д., Бессель В. В. Оценка потенциала экологически чистого производства водорода на гидроэлектростанциях и атомных электростанциях России // *Территория Нефтегаз*. 2022. № 9–10. С. 46–54.
3. Бессель В. В., Кучеров В. Г., Лопатин А. С., Мингалеева Р. Д. Глава 11. Водородная энергетика // *ESG-трансформация как вектор устойчивого развития: В трех томах / Под общей редакцией проф. К. Е. Турбиной и проф. И. Ю. Юргенса*. Том 1. – М.: Аспект Пресс, 2022. С. 117–128.
4. Argus Media. – URL: <https://www.argusmedia.com/ru/>
5. Карасевич В. А., Руденко С. Ю., Кортиков А. В. Текущее состояние и потенциал использования природного газа для производства и экспорта водородосодержащей продукции // *Вопросы экономики и управления нефтегазовым комплексом: Сборник статей Всероссийской научно-практической конференции*. Москва, 8 июня 2022 г. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2022. С. 160–165.
6. Wood Mackenzie. *Power facilities to potentially use 100 Mt of low-carbon ammonia as feedstock by 2050*. 2022. – URL: <https://www.woodmac.com/press-releases/power-facilities-to-potentially-use-100-mt-of-low-carbon-ammonia-as-feedstock-by-2050/>
7. Ammonia. *Chemical Economics Handbook*. 2020. – URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/products/ammonia-chemical-economics-handbook.html>
8. *Observatory of Economic Complexity*. – URL: [https://oec.world/en/profile/hs/ammonia#:~:text=Historical%20Data&text=In%202021%2C%20the%20top%20exporters,%2C%20and%20Belgium%20\(%24412M\)](https://oec.world/en/profile/hs/ammonia#:~:text=Historical%20Data&text=In%202021%2C%20the%20top%20exporters,%2C%20and%20Belgium%20(%24412M))
9. *Материалы 5-го юбилейного конгресса и выставки «Азот Синтезгаз Россия и СНГ»*. 2022. – URL: <https://syngasrussia.com/materials/>
10. Vygon Consulting. *Газохимия России. Часть 2. Аммиак: Принимать с осторожностью*. 2020. – URL: [https://vygon.consulting/upload/iblock/eb1/vygon\\_consulting\\_ammonia.pdf](https://vygon.consulting/upload/iblock/eb1/vygon_consulting_ammonia.pdf)
11. *Global Market Insight. Fertilizer Market*. 2022. – URL: <https://www.gminsights.com/industry-analysis/fertilizer-market>
12. Statista. *Consumption of agricultural fertilizer worldwide in 2021, by nutrient and region*. 2023. – URL: <https://www.statista.com/statistics/1265868/global-fertilizer-consumption-by-nutrient-and-region/>
13. Bloomberg. *Global Methanol Market to Reach USD 66.06 Billion by 2030; Rising Adoption of Methanol as a Marine Fuel to Propel Growth*, Says. 2022. – URL: <https://www.bloomberg.com/press-releases/2022-03-02/global-methanol-market-to-reach-usd-66-06-billion-by-2030-rising-adoption-of-methanol-as-a-marine-fuel-to-propel-growth-says>
14. Statista. *Distribution of methanol demand worldwide in 2020, by region*. 2023. – URL: <https://www.statista.com/statistics/1323612/distribution-of-methanol-demand-worldwide-by-region/>
15. ИД «Коммерсантъ». *Метанол прекратил дешеветь*. 2023. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5939164>

# Подходы к оценке затрат на переход к низкоуглеродному развитию в России

## Approaches to evaluation of the costs for low-carbon energy transition in Russia

Кирилл ДЕГТЯРЕВ

Научный сотрудник, к. г. н., научно-исследовательская лаборатория возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова  
E-mail: kir1111@rambler.ru

Kirill DEGTYAREV

Researcher, Candidate of Geographical Sciences, Research Laboratory of Renewable Energy Sources, Faculty of Geography, M.V. Lomonosov Moscow State University (MSU), Moscow, Russia  
E-mail: kir1111@rambler.ru

Дмитрий СОЛОВЬЕВ

Старший научный сотрудник, к. ф.-м. н., Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН; Объединенный институт высоких температур Российской академии наук  
E-mail: solovev@ocean.ru

Dmitry SOLOVYEV

Senior Researcher, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Shirshov Institute of Oceanology, Russian Academy of Sciences; Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
E-mail: solovev@ocean.ru

Михаил БЕРЕЗКИН

Ведущий научный сотрудник, к. г. н., научно-исследовательская лаборатория возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова  
E-mail: mberezkin@inbox.ru

Mikhail BERYOZKIN

Researcher, Candidate of Geographical Sciences Research Laboratory of Renewable Energy Sources, Faculty of Geography, M.V. Lomonosov Moscow State University (MSU), Moscow, Russia  
E-mail: mberezkin@inbox.ru

Аннотация. В статье содержится обзор и анализ российской нормативной базы, связанной с низкоуглеродным развитием. Излагается методика собственных оценок авторами инвестиционных затрат на переход к углеродной нейтральности и приводятся итоговые оценки, варьирующиеся в диапазоне от 200 до 350 трлн руб. в зависимости от сценариев, предполагающих различные объёмы энергопотребления и соотношения долей выработки энергии из разных источников.

*Ключевые слова:* низкоуглеродное развитие, энергетический переход, неуглеродные источники энергии, инвестиции в энергетику, инвестиционные затраты.

Abstract. The article provides an overview and analysis of the Russian regulatory framework related to low-carbon development and the Strategy of Socio-economic Development of Russian Federation with low GHG emissions. The authors present their own methodology of investment cost estimates for the energy transition to carbon neutrality of an economy, and final estimates that are ranging from 200 to 350 trillion rubles, depending on scenarios involving different amounts of energy consumption and the ratio of the shares of energy production from different sources.  
*Keywords:* low-carbon development, energy transition, non-carbon energy sources, investments in energy, investment costs.

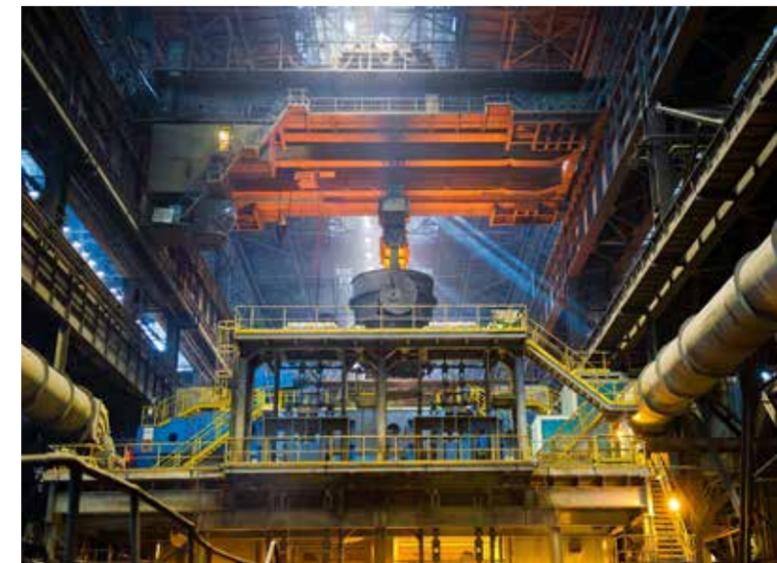
# //

**Суммарное годовое поглощение парниковых газов экосистемами России колеблется в очень широком диапазоне от 100 до 700 млн т CO<sub>2</sub>-экв.**

### Введение

Россия вошла в число стран мира, провозгласивших переход к низкоуглеродному развитию с перспективой достижения углеродной нейтральности (нулевых нетто-выбросов углерода) к 2060 г. В настоящее время большинство стран мира и почти все крупные государства поставили данную цель со сроками достижения 2040–2070 гг., эта цель закреплена в законах или национальных стратегиях развития данных стран (рис. 1).

Активизация работы в этом направлении в последние годы связана с присоединением России к Парижскому соглашению



Липецкий завод НЛМК  
Источник: gesseti.ru

(ПС) [2], принятому в развитие идей Рамочной конвенции ООН об изменении климата от 09.05.1992 г. [3] и вместо завершившего срок действия Киотского протокола [4]. ПС не содержит обязательств сторон по количественным показателям сокращения эмиссии парниковых газов. Стороны обязуются прилагать усилия к ограничению роста средней глобальной температуры до показателя не выше 1,5 °C относительно доиндустриального уровня (отметим, что определение доиндустриального уровня при этом не даётся). Основное направление усилий – снижение выбросов CO<sub>2</sub> в ат-

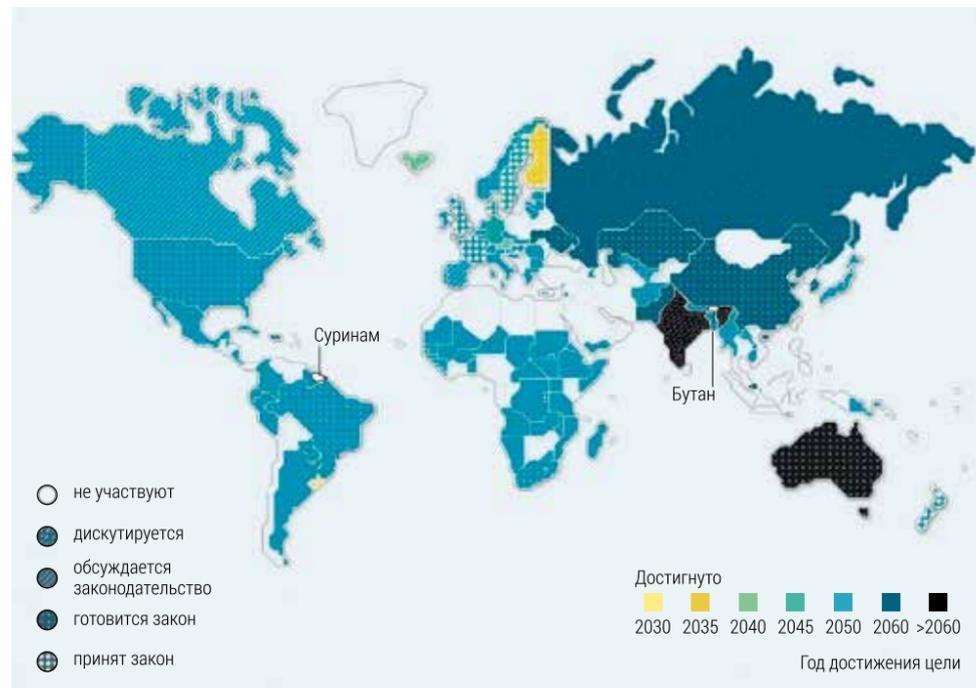


Рис. 1. Ожидаемые сроки достижения углеродной нейтральности по странам

Источник: [1]

мосферу. В соответствии с соглашением, стороны должны разработать к 2020 г. национальные стратегии перехода к безуглеродной экономике. После присоединения России к ПС государством был принят ряд нормативных актов, касающихся сокращения выбросов парниковых газов (таблица 1), а также Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. [5], требующая отдельного рассмотрения.

Также в марте – апреле 2022 г. был принят ряд постановлений, направленных на развитие рыночных инструментов низкоуглеродного развития, таких, как реа-

лизация климатических проектов и рынок углеродных единиц [19; 20; 21].

Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (далее стратегия) является основополагающим документом, принятым во исполнение указа Президента РФ от 4 ноября 2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» и принятых обязательств в рамках Парижского соглашения.

Стратегия предполагает два сценария экономического развития – инерционный и интенсивный, принятый в качестве целевого (таблица 2).

Согласно инерционному сценарию, нетто-выбросы парниковых газов, с учётом поглощающей способности экосистем, оценённой в 535 млн т CO<sub>2</sub>-экв., с текущего уровня 1 584 млн т CO<sub>2</sub>-экв. вырастут на 8 % к 2030 г. – до 1 718 млн т CO<sub>2</sub>-экв. и на 25 % к 2050 г. – до 1 986 млн т. В стратегии отмечается, что это не соответствует поставленным задачам низкоуглеродного развития.

Согласно же интенсивному (целевому) сценарию, к 2050 г. валовые выбросы к 2050 г. снизятся на 910 млн т CO<sub>2</sub>-экв. по сравнению с инерционным сценарием – до 630 млн т CO<sub>2</sub>-экв. в год. Отмечается, что достижение этой цели сделает

**Согласно целевому сценарию, выбросы парниковых газов к 2050 г. сократятся с 2119 до 1830 млн т CO<sub>2</sub>-экв, тогда как поглощение экосистемами вырастет с 535 до 1200 млн т в год CO<sub>2</sub>-экв**

Документ	Комментарии
Закон СССР от 25 июня 1980 г. № 2353-Х «Об охране атмосферного воздуха» [6]	Предполагал контроль загрязнения атмосферного воздуха, введено понятие предельно допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ
Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» [7]	Включает введение платы за выбросы загрязняющих веществ (ст. 28)
Распоряжение Правительства РФ № 278-р от 01.03.2006 г. «О создании российской системы оценки антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом по веществам, разрушающим озоновый слой, принятым в Монреале 16.09.1987 г.» [8]	Направлено на создание национального кадастра выбросов ПГ и объемов их поглощения. Отчет о ПГ на уровне государства ежегодно составляется Росгидрометом и Институтом глобального климата и экологии РАН на основе данных государственной статистической отчетности и предоставляется в соответствии с требованиями МГЭИК (Межправительственная группа экспертов по изменению климата) от 2006 г. в комитет Рамочной конвенции ООН об изменении климата
Распоряжение Минприроды России от 16.04.2015 г. № 15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации» [9]	Действие истекло 01.03.2023 г. С 01.03.2023 г. вступил в силу Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27.05.2022 г. № 371 «Об утверждении методики количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» [10]
Постановление Правительства РФ от 21 сентября 2019 г. № 1228 «О принятии Парижского соглашения» [11]	Официальное принятие Россией Парижского соглашения
Указ Президента РФ от 4 ноября 2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» [12]	Содержит поручения правительству: а) обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов парниковых газов до 70 % относительно уровня 1990 г.* с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации; б) разработать с учетом особенностей отраслей экономики Стратегию социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. и утвердить ее; в) обеспечить создание условий для реализации мер по сокращению и предотвращению выбросов парниковых газов, а также по увеличению поглощения таких газов. * – уровень 1990 г. не указан
Заявление России о своём первом вкладе в Парижское соглашение [13]	Россия сообщила о своем первом определяемом на национальном уровне вкладе в реализацию Парижского соглашения, а именно о сокращении объёма выбросов CO <sub>2</sub> к 2030 г. на 25–30 % от уровня 1990 г. с учетом максимальной возможной поглощающей способности лесов
Послание Президента РФ Федеральному собранию от 21.04.2021 г. [14]	Упомянуто, что «...за предстоящие 30 лет накопленный объём чистой эмиссии парниковых газов в России должен быть меньше, чем в Европе...»
Федеральный закон об ограничении выбросов парниковых газов от 02.07.2021 г. № 296-ФЗ [15]	Нет количественных ориентиров, но сказано: «целевой показатель сокращения выбросов парниковых газов для экономики Российской Федерации устанавливается Правительством Российской Федерации в соответствии с указами Президента Российской Федерации и документами стратегического планирования, разрабатываемыми в рамках целеполагания на федеральном уровне, с учетом поглощения парниковых газов в лесах и иных естественных экологических системах, и исходя из необходимости обеспечения устойчивого и сбалансированного развития экономики Российской Федерации»
Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р [5]	Целевой (интенсивный) сценарий предполагает к 2050 г. сокращение нетто-выбросов ПГ с текущего уровня около 1600 млн т эквивалента CO <sub>2</sub> (CO <sub>2</sub> -экв.) до 630 млн т CO <sub>2</sub> -экв. с перспективой достижения углеродной нейтральности к 2060 г.
Распоряжение Правительства РФ от 22.10.2021 г. № 2979-р «Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов» [16]	Утвержден перечень парниковых газов, в отношении которых ведется государственный учет выбросов и ведение кадастра (диоксид углерода, метан, закись азота, трифторид азота, гексафторид серы, перфторуглероды, гидрофторуглероды)
Постановление Правительства РФ от 09.03.2022 г. № 310 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения федеральных органов исполнительной власти, осуществляющих полномочия в области ограничения выбросов парниковых газов» [17]	Появление связанных с регулированием парниковых газов полномочий и обязательств у следующих гос. органов: Министерство природных ресурсов и экологии, Росгидромет, Минтранс РФ, Минэкономразвития РФ, Минпромторг РФ, Минсельхоз РФ, Федеральное агентство лесного хозяйства, Минстрой и ЖКХ РФ
Постановление Правительства РФ от 14.03.2022 г. № 355 «О критериях отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям» [18]	Утверждение критериев отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям – отчитывающихся о выбросах ПГ

Таблица 1. Нормативная база России, связанная с контролем и сокращением загрязнения атмосферы и выбросов ПГ

Наименование показателя	Факт – 2019 г.	План – 2030 г.	План – 2050 г.
<b>Инерционный сценарий</b>			
Выбросы ПГ	2 119	2 253	2 521
Поглощения	-535	-535	-535
Нетто-выбросы	1 584	1 718	1 986
<b>Целевой (интенсивный) сценарий</b>			
Выбросы ПГ	2 119	2 212	1 830
Поглощения	-535	-539	-1 200
Нетто-выбросы	1 584	1 673	630

Таблица 2. Целевые показатели годовых выбросов и поглощений ПГ, в млн т CO<sub>2</sub>-экв., обозначенные в стратегии

возможным и обеспечение полной углеродной нейтральности к 2060 г.

Достижение поставленной цели предполагается с помощью комплекса мероприятий, включая:

- разработку нормативной правовой базы достижения целевых показателей выбросов парниковых газов с учетом гармонизации этих показателей с международными аналогами;
- технологии, снижающие углеродный след существующей угольной генерации;
- цифровизацию и электрификацию отраслей экономики;
- в металлургии и химической промышленности – водородные технологии;

- парогазовую генерацию, атомные электростанции, гидроэлектростанции и ВИЭ;
- повсеместное замещение низкоэффективных котельных объектами когенерации;
- широкое стимулирование развития и применения технологий улавливания, использования и захоронения ПГ.

В стратегии обращают на себя внимание три момента, вызывающих, в том числе, критическое отношение к достижимости поставленных целей.

Во-первых, отсутствует описание конкретных шагов, направленных на решение поставленной задачи.

Во-вторых, движение к достижению целей полностью отложено на период после

Челябинский металлургический комбинат

Источник: *sdelanounas.ru*



Леса и озера Карелии

Источник: *mike\_laptev / depositphotos.com*

2030 г. – показатели инерционного и интенсивного сценариев на 2030 г. практически не различаются.

В-третьих, более, чем на 2/3 поставленные цели предполагается достичь не за счёт снижения антропогенных выбросов парниковых газов (в интенсивном сценарии предполагается снижение выбросов к 2050 г. на 290 млн т CO<sub>2</sub>-экв.), а за счёт роста их поглощения экосистемами – на 665 млн т CO<sub>2</sub>-экв. При этом непонятно, как текущая величина поглощений – 535 млн т CO<sub>2</sub>-экв. была рассчитана и, тем более, за счёт чего она может быть увеличена более, чем вдвое.

Согласно имеющимся оценкам, суммарное годовое поглощение парниковых газов экосистемами России колеблется в очень широком диапазоне от 100 до 700 млн т CO<sub>2</sub>-экв. [22, 23]. Более того, являются ли естественные экосистемы в долгосрочном плане чистыми поглотителями или на больших промежутках времени сохраняется равновесие между поглощением и выбросами, остаётся дискуссионным вопросом.

### Оценки стоимости энергетического перехода к «зелёной» экономике

В разное время оценки инвестиционных затрат на осуществление энергетического перехода и достижение углеродной нейтральности в мире в целом и в отдельных странах проводили энергетические и аналитические агентства, такие, как IRENA, IEA, Bloomberg и другие; подробное изложение содержится в [24, 25]. В то же время, в представленных работах не раскрывается методика расчёта затрат. Итоговые оценки затрат в глобальном масштабе составляют величины, близкие к 100 трлн долл., или порядка 3–4 трлн долл. в год. Наши оценки, сделанные в соответствии с представленной методикой ранее, дают величину около

**В России затраты на переход к углеродной нейтральности, исходя из сведения к нулю антропогенных выбросов, находятся в диапазоне от 200 до 350 трлн руб. Это в 3-5 раз выше оценок стратегии**

120 трлн долл. с возможным разбросом от 90–100 до 150 трлн долл. [24].

Известно, что для России аналогичные оценки проводились аналитическими службами «ВТБ-Капитал» [26], но в имеющихся в открытом доступе материалах также не содержится описания методики расчётов. По оценкам, приведённым «ВТБ-Капитал», инвестиционные затраты России на переход к углеродной нейтральности могут составить величину, превышающую 400 трлн руб. (около 5 млрд долл.).

В стратегии [5] также указаны предполагаемые затраты (без приведения расчётов затрат), связанные с реализацией интенсивного сценария низкоуглеродного



Белоярская АЭС

Источник: «Росэнергоатом»

развития – совокупные годовые инвестиции в снижение нетто-выбросов оценены в 1 % российского ВВП до 2030 г. и 1,5–2 % ВВП в 2031–2050 гг.

Таким образом, исходя из величины ВВП в 150 трлн руб. [27], без учёта его увеличения, до 2030 г. они будут составлять около 1,5 трлн руб. в год, или около 15 трлн руб.; в 2031–2050 гг. – 2,2–3 трлн руб. в год, или 44–60 трлн руб. за весь период; таким образом, общая сумма затрат составит 60–75 трлн руб. (менее 1 трлн долл.). Однако, при этом, более 2/3 сокращения выбросов, как предполагается, должно произойти за увеличения поглощения парниковых газов экосистемами (см. выше) – и затраты непосредственно на решение этой задачи

(«совокупные инвестиции в реализацию дополнительных мер по охране и повышению качества управляемых экосистем» [5]) оценены в 0,1 % ВВП, т. е. всего в 10 % общей суммы предполагаемых затрат.

Нами также были ранее проведены расчёты и для России [25]. По нашим оценкам, в зависимости от исходных допущений, инвестиционные затраты на переход к углеродной нейтральности могут варьироваться от 160 до 400 трлн руб. Ниже мы приводим обновлённые оценки, а также рассматриваем несколько сценариев в зависимости от объёмов энергопотребления и доли каждого источника энергии в энергообеспечении.

### Методика оценки инвестиционных затрат на переход к углеродной нейтральности экономики России

Предлагаемая методика расчёта была использована нами ранее в [24, 25]. Используются следующие исходные допущения:

- не учитывается поглощающая способность экосистем – в виду высокой степени неопределённости в данном вопросе (см. выше), а также исходя из преобладающих в мире подходов, предполагающих учёт именно антропогенной эмиссии и её непосредственного снижения [23], предполагается, что углеродная нейтральность достигается исключительно за счёт сведения к нулю антропогенных выбросов парниковых газов;
- нулевая эмиссия парниковых газов будет достигнута к 2060 г.;
- энергопотребление в стране должно быть полностью обеспечено за счёт электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях, работающих на неуглеродных источниках – атомных станциях и ВИЭ (гидро-, ветровых и солнечных).

По состоянию на 2021 г. энергопотребление в России оценивается на уровне 1180 млн т условного топлива [28] – что соответствует 9 600 Тераватт-часов (ТВт·ч), или  $9600 \cdot 10^9$  кВт·ч; по данным [29] оно составило 31,3 ЭДж, что эквивалентно 8700 ТВт·ч, или  $8700 \cdot 10^9$  кВт·ч. По данным [28], наблюдается плавная тенденция к росту

потребления энергии в России: 948 млн т у. т. в 2005 г., 1 043 млн в 2010 г., 1 071 млн в 2015 г. и 1 180 млн в 2021 г. По данным, приведённым в [29], фиксируется аналогичная тенденция – рост с менее 26 ЭДж (7 222 ТВт·ч) в 2000 г. до более 31 ЭДж в 2021 г.

Мы последовательно рассматриваем сценарии, в которых средний годовой объём энергопотребления в стране составляет 8 000, 10 000 и 12 000 ТВт·ч. (соответственно,  $8000 \cdot 10^9$ ,  $10000 \cdot 10^9$  и  $12000 \cdot 10^9$  кВт·ч).

Отметим, что первый сценарий – при котором энергопотребление в 2060 г. окажется ниже нынешнего уровня, также вероятен, учитывая возможности развития технологий энергосбережения в энергоёмких отраслях и на уровне ЖКХ. Также отметим, что с начала XXI века душевое энергопотребление в США, Западной Европе и Японии снижается со скоростью 0,5–1 % в год (по данным [29]); в Японии, при сокращении численности населения, потребление энергии снижается и в абсолютных единицах.

В настоящее время примерно 1140 ТВт·ч [29], или 13 % всего энергопотребления, округлённо – 1200 ТВт·ч ( $1200 \cdot 10^{12}$  кВт·ч), обеспечивается неуглеродными источниками.

Таким образом, в качестве допущения нами предполагается, что, в зависимости от сценария, требуется дополнительно обеспечить за счёт электроэнергии, получаемой из неуглеродных источников:

- $8\,000 - 1\,200 = 6\,800$  ТВт·ч ( $6800 \cdot 10^9$  кВт·ч);

- $10\,000 - 1\,200 = 8\,800$  ТВт·ч ( $8800 \cdot 10^9$  кВт·ч);
- $12\,000 - 1\,200 = 10\,800$  ТВт·ч ( $10800 \cdot 10^9$  кВт·ч).

Для каждого из этих вариантов нами рассмотрены три сценария, предполагающие различные доли разных источников – атомной, гидравлической, ветровой и солнечной энергии, в данных объёмах производства. Таким образом, нами рассматривается 9 сценариев для разных объёмов энергопотребления и различных долей разных неуглеродных источников (таблица 3).

Исходя из объёма выработки электроэнергии данным источником, нами была рассчитана потребность в генерирующих мощностях на основе данных по среднему коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ) для электростанций данных типов. По данным [30], КИУМ электростанций в России составил (округлённо до целых): АЭС – 84 %, ГЭС – 48 %, ВЭС – 28 %, СЭС – 14 %.

Формула расчёта в данном случае:

$$C = P / (8760 \cdot \text{КИУМ}),$$

где: C – требуемые мощности, ТВт; P – производство электроэнергии, ТВт·ч, 8760 – время, соответствующее 1-му году в часах, КИУМ – коэффициент использования установленной мощности (отношение количества фактически выработанной электроэнергии к тому количеству электроэнергии, которое было бы выработано,

Таблица 3. Сценарии с разными объёмами энергопотребления и различными долями разных источников энергии

Источник	Сценарий 1 – 6 800 ТВт·ч		
	Сценарий 1.1.	Сценарий 1.2.	Сценарий 1.3.
Атомная энергия	50 %	40 %	40 %
Гидроэнергия	40 %	40 %	30 %
Ветровая энергия	5 %	10 %	15 %
Солнечная энергия	5 %	10 %	15 %
Источник	Сценарий 2 – 8 800 ТВт·ч		
	Сценарий 2.1.	Сценарий 2.2.	Сценарий 2.3.
Атомная энергия	50 %	40 %	40 %
Гидроэнергия	40 %	40 %	30 %
Ветровая энергия	5 %	10 %	15 %
Солнечная энергия	5 %	10 %	15 %
Источник	Сценарий 3 – 10 800 ТВт·ч		
	Сценарий 3.1.	Сценарий 3.2.	Сценарий 3.3.
Атомная энергия	50 %	40 %	40 %
Гидроэнергия	40 %	40 %	30 %
Ветровая энергия	5 %	10 %	15 %
Солнечная энергия	5 %	10 %	15 %

Источник	Общая потребность в производстве ЭЭ, ТВт·ч	Доли источников в производстве ЭЭ, %	Производство за счёт каждого источника, ТВт·ч (10 <sup>9</sup> кВт·ч)	КИУМ, %	Требуемые мощности, кВт
АЭС	6 800	50 %	3 400	84 %	462·10 <sup>6</sup>
ГЭС		40 %	2 720	48 %	647·10 <sup>6</sup>
ВЭС		5 %	340	28 %	139·10 <sup>6</sup>
СЭС		5 %	340	14 %	277·10 <sup>6</sup>

Таблица 4. Пример расчёта потребностей в энергетических мощностях

если бы электростанция работала с нагрузкой, соответствующей ее установленной мощности), %.

Рассмотрим расчёт потребностей в энергетических мощностях на примере сценария 1.1 (таблица 4), производство 6 800 ТВт·ч должно быть обеспечено в соотношении: 50 % – за счёт АЭС, 40 % – ГЭС, по 5 % – ВЭС и СЭС.

Далее, исходя из имеющихся данных по удельным инвестиционным затратам (на единицу установленной мощности): АЭС – 180 000 руб./кВт, ГЭС – 140 000 руб./кВт, ВЭС – 85 000 руб./кВт, СЭС – 65 000 руб./кВт [31; 32] (соответственно, и умножая эти величины на общие величины требуемых мощностей (таблица 4), рассчитываем общую величину инвестиционных затрат. Рассмотрим этот расчёт также на примере сценария 1.1 (таблица 5).

Аналогичным образом рассчитываем потребности в генерирующих мощностях для каждого из обозначенных выше (таблица 3) сценариев.

## Результаты и обсуждение

Расчёты по обозначенным выше сценариям (таблица 3) показывают, что сумма инвестиционных затрат на обеспечение углеродной нейтральности без учёта поглощающей способности экосистем варьируется от 200 до 350 трлн руб. (рис. 2), или от 5 до 9 трлн руб. в год (от 3 до 6 % ВВП), исходя из срока её достижения к 2060 г.

Таблица 5. Пример расчёта требуемых инвестиционных затрат

Источник	Требуемые мощности, кВт (таблица 4)	Удельные инвестиционные затраты, млн руб./кВт	Общие инвестиционные затраты, млрд руб.
АЭС	462·10 <sup>6</sup>	180 000	83 170
ГЭС	647·10 <sup>6</sup>	140 000	90 563
ВЭС	139·10 <sup>6</sup>	85 000	11 782
СЭС	277·10 <sup>6</sup>	65 000	18 020
Всего	1 525·10 <sup>6</sup>	-	203 536

Данные оценки близки оценкам «ВТБ-Капитал» и нашим предыдущим оценкам, но примерно в 3–5 раз превосходят цифры, указанные в стратегии. В то же время, согласно стратегии, сокращение антропогенных выбросов парниковых газов должно обеспечить всего 30 % их общего снижения.

Также анализ показывает повышение инвестиционных затрат со снижением доли атомной энергетики и гидроэнергетики, где более высокие инвестиционные затраты компенсируются существенно более высоким КИУМ.

## Выводы

Россия взяла курс на переход к низкоуглеродной экономике с кардинальным сокращением выбросов парниковых газов (ПГ), в рамках которого принят ряд нормативных документов, фиксирующих необходимые объёмы сокращения выбросов ПГ, методику их учёта, меры рыночного, финансового и правового характера, стимулирующие низкоуглеродное развитие.

Цели, задачи и сроки достижения поставленных целей изложены в стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Согласно интенсивному – целевому, сценарию стратегии, выбросы парниковых газов к 2050 г. сократятся с 2119 до 1830 млн т CO<sub>2</sub>-экв. – на 289 млн т, тогда как поглощение экосистемами вырастет с 535 до 1200 млн т в год, или на 665 млн т CO<sub>2</sub>-экв. Таким образом, именно на счёт

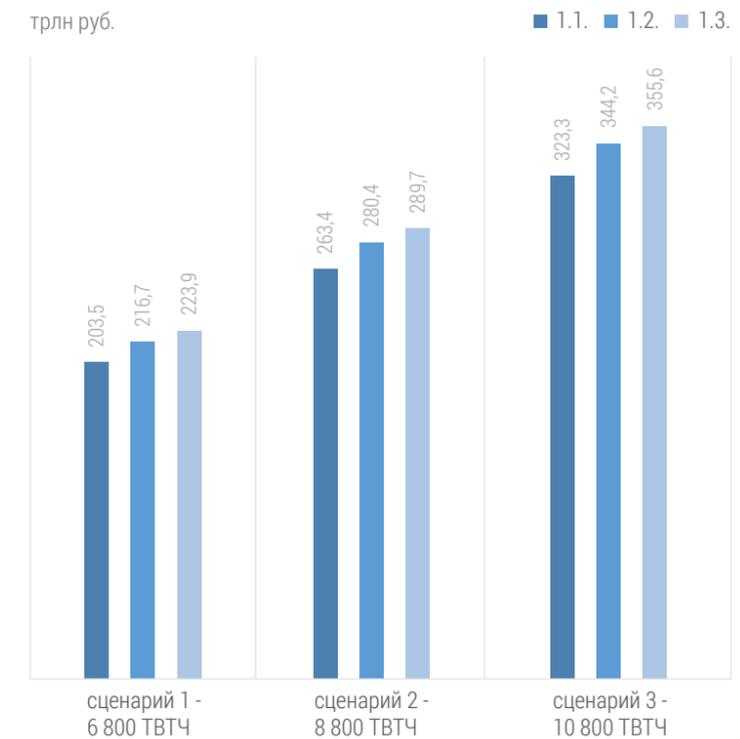


Рис. 2. Результаты расчёта затрат на энергетический переход к углеродной нейтральности в России в зависимости от сценария

Источник: расчёты авторов

этой составляющей в существенно большей степени предполагается достижение поставленной цели. В стратегии приводится оценка затрат на переход к низкоуглеродному развитию: около 1 % российского ВВП в год до 2030 г. с ростом до 1,5–2 % ВВП после 2030 г. Исходя из текущих величин ВВП России, это означает суммы около 1,5 трлн руб. в год с последующим ростом до 3 трлн в год и суммарной величиной около 75 трлн руб. При этом, сумма затрат на увеличение поглощающей способности экосистем оценивается в 0,1 % ВВП.

Исходя из высокой степени неопределённости в оценках поглощения парниковых газов экосистемами и возможностей его увеличения, нами были рассчитаны инвестиционные затраты на достижение углеродной нейтральности без учёта поглощения, исходя из сведения к нулю собственно антропогенной эмиссии.

В основе методики расчёта – допущение, что отсутствие антропогенных выбросов парниковых газов возможно, если всё требуемое количество энергии поставляется в виде электроэнергии, вырабатываемой на электростанциях, работающих на неуглеродных источниках – атомной энергии

и ВИЭ. Далее нами были проведены расчёты потребностей в генерирующих мощностях для обеспечения данного количества энергии и, на основе имеющихся данных по удельным инвестиционным затратам (на единицу установленной мощности), оценена общая сумма инвестиционных затрат.

Нами были рассмотрены сценарии с различными величинами энергопотребления и соотношениями объёмов производства энергии из разных источников. В зависимости от сценария, в России затраты на переход к полной углеродной нейтральности, исходя из сведения к нулю антропогенных выбросов парниковых газов, находятся в диапазоне от 200 до 350 трлн руб. Это в 3–5 раз выше оценок, приведённых в стратегии; в то же время, стратегия предполагает, что всего 30 % общего сокращения нетто-эмиссии парниковых газов придётся на снижение антропогенных выбросов.

Также анализ показал, что более высокая доля атомной энергетики и гидроэнергетики ведёт к снижению общих инвестиционных затрат, поскольку более высокие удельные инвестиционные затраты с компенсируются существенно более высоким КИУМ станций данных типов.

## Использованные источники

1. Дегтярев К. С., Березкин М. Ю., Синюгин О. А. Проблемы энергетического перехода в мире и в России // доклад на научной конференции МГУ «Ломоносовские чтения» 2023 г. Секция География. 13.04.2023.
2. The Paris Agreement. URL: <https://clck.ru/V7PNB> – дата обращения 11.05.2023.
3. The United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/what-is-the-united-nations-framework-convention-on-climate-change> – дата обращения 11.05.2023.
4. The Kyoto Protocol. URL: [https://unfccc.int/kyoto\\_protocol](https://unfccc.int/kyoto_protocol) – дата обращения 11.05.2023.
5. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р.
6. Закон СССР от 25 июня 1980 г. № 2353-Х «Об охране атмосферного воздуха».
7. Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
8. Распоряжение Правительства РФ № 278-р от 01.03.2006 г. «О создании российской системы оценки антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом по веществам, разрушающим озоновый слой, принятым в Монреале 16.09.1987 г.».
9. Распоряжение Минприроды России от 16.04.2015 г. № 15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации».
10. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27.05.2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».
11. Постановление правительства РФ от 21 сентября 2019 г. № 1228 «О принятии Парижского соглашения».
12. Указ Президента РФ от 4 ноября 2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».
13. The Paris Agreement. Nationally Determined Contributions Registry. URL: <https://unfccc.int/NDCREG> – дата обращения 11.05.2023.
14. Послание президента Федеральному собранию от 21.04.2021 г.
15. Федеральный закон об ограничении выбросов парниковых газов от 02.07.2021 № 296-ФЗ.
16. Распоряжение Правительства РФ от 22.10.2021 г. № 2979-р «Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов».
17. Постановление Правительства РФ от 09.03.2022 г. № 310 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения федераль-

ных органов исполнительной власти, осуществляющих полномочия в области ограничения выбросов парниковых газов».

18. Постановление Правительства РФ от 14.03.2022 г. № 355 «О критериях отнесения юридических лиц и индивидуальных предпринимателей к регулируемым организациям».
19. Постановление Правительства РФ от 24.03.2022 г. № 455 «Об утверждении Правил верификации результатов реализации климатических проектов».
20. Постановление Правительства РФ от 30.03.2022 г. № 518 «О порядке определения платы за оказание оператором услуг по проведению операций в реестре углеродных единиц».
21. Постановление Правительства РФ от 30.04.2022 г. № 790 «Об утверждении Правил создания и ведения реестра углеродных единиц, а также проведения операций с углеродными единицами в реестре углеродных единиц».
22. Замолодчиков Д. Г., Грабовский В. И., Курц В. А. Влияние объемов лесопользования на углеродный баланс лесов России: прогнозный анализ по модели cbm-cfs3 // Труды Санкт-Петербургского научно-исследовательского института лесного хозяйства. 2014. № 1. С. 5–18.
23. Замолодчиков Д. Г. Углеродный цикл и изменения климата // Окружающая среда и энергетика. 2021. № 2. С. 53–69.
24. Березкин М. Ю., Дегтярев К. С., Синюгин О. А. Подходы к оценке инвестиционных затрат на глобальный энергетический переход // Окружающая среда и энергетика. 2022. № 1. С. 4–17.
25. Березкин М. Ю., Дегтярев К. С., Синюгин О. А. Оценка инвестиционных затрат на переход к безуглеродной экономике в России к 2060 г. // Окружающая среда и энергетика. 2022. № 2. С. 29–39.
26. ВТБ Капитал представил оценку стоимости декарбонизации для российской экономики и ее отраслей. URL: <https://bankinform.ru/news/117904> – дата обращения 11.05.2023.
27. Росстат, оценка ВВП, URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/198546> – дата обращения 11.05.2023.
28. Росстат. Баланс энергоресурсов 2005–2021 гг. URL: [https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/5RIE0jgu/en\\_balans.htm](https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/5RIE0jgu/en_balans.htm) – дата обращения 11.05.2023.
29. BP Statistical Review of World Energy. URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> – дата обращения 11.05.2023.
30. Отчёт о функционировании ЕЭС России в 2021 г. Системный оператор Единой Энергетической системы. URL: [https://www.so-eps.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ups\\_rep2021.pdf](https://www.so-eps.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ups_rep2021.pdf) – дата обращения 11.05.2023.
31. Росатом. URL: <https://www.atomic-energy.ru/news/2022/01/25/121255> – дата обращения 11.05.2023.
32. Министерство энергетики РФ. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/489> – дата обращения 11.05.2023.

4-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ

RENWEX

«Возобновляемая энергетика  
и электротранспорт»

20–22 ИЮНЯ 2023

Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»,  
павильон №3

## КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ



Ветроэнергетика



Солнечная энергетика



Водородная энергетика



Гидроэнергетика



Биоэнергетика, биогаз и твердое биотопливо



Микрогенерация



Энерго- и ресурсосберегающие технологии



Электротранспорт и зарядная инфраструктура

12+

[www.renwex.ru](http://www.renwex.ru)

При поддержке

МИНИСТЕРСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИМИНПРОМТОРГ  
РОССИИ

Под патронатом



IEA

Организатор



ЭКСПОЦЕНТР



# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

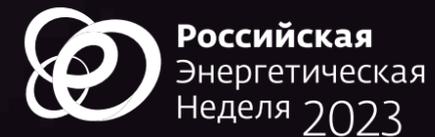


Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2023 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 13 200 рублей.

В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

[energypolicy.ru](http://energypolicy.ru)

## НАШИ ПАРТНЕРЫ





2409 5518

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:  
[likesea / depositphotos.com](https://www.depositphotos.com)