

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ  
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№3(157), март 2021



Тема номера

**ВОДОРОД:  
ВОПРОСЫ, ПРОБЛЕМЫ И ВОЗМОЖНОСТИ  
ЗАРОЖДАЮЩЕГОСЯ РЫНКА**



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

# RENWEX

«Возобновляемая энергетика и электротранспорт»



Международный форум  
«Возобновляемая энергетика для регионального развития»  
**22–24 ИЮНЯ 2021**

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

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ:

- Развитие розничного рынка ВИЭ и необходимых технических решений
- Нормативное регулирование ВИЭ
- Использование ВИЭ для энергоснабжения удаленных и изолированных потребителей
- Использование биотоплива и утилизация отходов
- Международный опыт развития возобновляемой энергетики
- Цифровизация современной энергетики
- Развитие систем накопления энергии для промышленных потребителей и домохозяйств
- Развитие электротранспорта и сопутствующей инфраструктуры

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

Реклама 12+



При поддержке:



Под патронатом:



Организатор:

## КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

### НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

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

**27–28 апреля 2021**  
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

### 20-я международная выставка **НЕФТЕГАЗ-2021**



[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

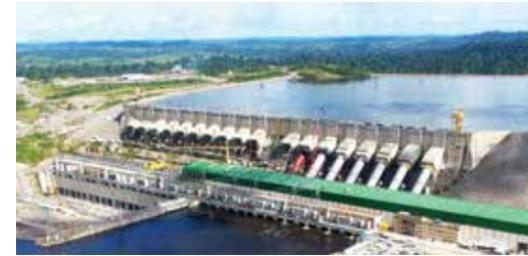
**26–29 апреля 2021**  
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+  
Реклама



# Содержание



## 5 Слово редакторов

### Газ

- 6 О. Аксютин, А. Ишков, К. Романов, Р. Тетеревлев.**  
Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики
- 20 А. Конопляник.** Альтернативный внешнеэкономический сценарий для российского водорода
- 34 Д. Дауди, Г. Рожнятовский, А. Ишмурзин, Н. Кодряну, Н. Попадько.** Перспективы «голубого» водорода в России

### Энергопереход

- 44 Д. Холкин, И. Чаусов.** Три ловушки российской водородной стратегии

### Регионы

- 58 А. Мастепанов, А. Сумин.**  
Энергетическая политика Бразилии
- 80 С. Попов, О. Балдынов, К. Корнеев, Д. Максакова.**  
Электроводородная инфраструктура в Северо-Восточной Азии

### Энергетика

- 98 И. Епишкин.** Управленческое мастерство при ЧС на базе системного подхода



# Contents

## 5 Editor's Column

### Gas

- 6 O. Aksyutin, A. Ishkov, K. Romanov, R. Teterevlev.**  
The role of Russian natural gas in the development of hydrogen energy
- 20 A. Konoplyanik.** Russian hydrogen energy economy: an alternative external trade scenario
- 34 D. Daudi, G. Rozhiatovskii, A. Ishmurzin, N. Kodryanu, N. Popadko.** Horizons for the production of blue hydrogen in Russia

### Energy transition

- 44 D. Kholkin, I. Chausov.** Three pitfalls of the Russian hydrogen strategy

### Regions

- 58 A. Mastepanov, A. Sumin.**  
Energy policy of Brazil
- 80 S. Popov, O. Baldynov, K. Korneeve, D. Maksakova.**  
The Electro-Hydrogen Infrastructure in Northeast Asia

### Energy

- 98 I. Epishkin.** Management skills in emergencies based on a systems approach

#### УЧРЕДИТЕЛИ

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

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1

#### ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1

#### НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

**В.В. Бушуев** – акад. РАЕН и РИЗ, д. т. н., председатель совета, ген. директор ИЭС  
**А.М. Мастепанов** – акад. РАЕН, д. э. н., руководитель Центра энергетической политики ИПНГ РАН  
**Д.А. Соловьев** – к. ф.-м. н., ответственный секретарь совета  
**А.Н. Дмитриевский** – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН  
**Н.И. Воропай** – член-корр. РАН, д. т. н., научный руководитель ИСЭМ СО РАН  
**А.И. Кулапин** – д. х. н., ген. директор РЭА Минэнерго России

**В.А. Крюков** – акад. РАН, д. э. н., директор ИЗОПП СО РАН  
**Е.А. Телегина** – член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина  
**А.И. Громов** – к. г. н., директор по энергетическому направлению ФИЗФ  
**С.П. Филиппов** – акад. РАН, д. э. н., директор ИНЭИ РАН  
**А.Б. Яновский** – д. э. н., заместитель министра энергетики России  
**П.Ю. Сорокин** – заместитель министра энергетики России  
**О.В. Жданев** – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

**Главный редактор**  
Анна Горшкова

**Научный редактор**  
Виталий Бушуев

**Обозреватель**  
Арсений Погосян

**Корректор**  
Роман Павловский

**Фотограф**  
Иван Федоренко

**Дизайн и верстка**  
Роман Павловский

**Адрес редакции:**  
129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1  
+79104635357  
GorshkovaAA@minenergo.gov.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 1000 экземпляров  
Периодичность выхода 12 раз в год  
Цена свободная

Отпечатано в «ПБ «Модуль», 115162, Москва, Мытная улица, дом 48, цоколь пом. 2, ком. 1,3

Подписано в печать: 15.03.2021  
Время подписания в печать по графику: 13:00  
фактическое: 13:00

16+



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



Анна ГОРШКОВА  
Главный редактор журнала  
«Энергетическая политика»

## Водород: мода или новый этап мировой энергетики?

О явлении водорода как нового энергетического ресурса в этом году не говорил только ленивый или очень далекий от энергетической отрасли человек. На волне моды на  $H_2$  складывается впечатление, что водород в самое ближайшее время вытеснит нефть, газ и уголь. И если у вас нет машины на водородных топливных элементах, то и ездить вам вроде как не на чем.

В мартовском выпуске журнала «Энергетическая политика» мы попробовали собрать несколько разных взглядов

на вопрос развития водородной энергетики, чтобы понять, какие перспективы у этого рынка, какие преимущества дает переход на использование этого вида топлива и какие проблемы он порождает как перед мировой, так и перед российской экономикой.

Кроме того, мы постарались проанализировать, какие виды производства водорода наиболее экономически выгодны, какие – экологически нейтральны, какие – наиболее эффективны и на какие стоит России делать ставку.

# Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики

## The role of Russian natural gas in the development of hydrogen energy

Олег АКСЮТИН

Заместитель председателя правления  
– начальник департамента № 623 ПАО  
«Газпром», член-корреспондент РАН, д. т. н.  
e-mail: A.Minko@adm.gazprom.ru

Александр ИШКОВ

Заместитель начальника департамента  
– начальник управления ПАО «Газпром»,  
профессор кафедры ЮНЕСКО «Зеленая  
химия для устойчивого развития» РХТУ  
им. Д.И. Менделеева, д. х. н.  
e-mail: A.Ishkov@adm.gazprom.ru

Константин РОМАНОВ

Ответственный секретарь  
координационного комитета  
«Газпром» по вопросам рационального  
природопользования, начальник отдела  
ПАО «Газпром», к. э. н.  
e-mail: K.Romanov@adm.gazprom.ru

Роман ТЕТЕРЕВЛЕВ

Заместитель начальника  
отдела ПАО «Газпром»  
e-mail: R.Teterevlev@adm.gazprom.ru

Oleg AKSYUTIN

Deputy Chairman of the Management Committee,  
Head of Department 623, Gazprom, D.Eng.Sc.,  
Corresponding Member of the IATS and the RANS  
e-mail: A.Minko@adm.gazprom.ru

Alexander ISHKOV

Deputy Head Of Department, Head Of Directorate,  
Gazprom, Professor of the UNESCO Chair «Green  
chemistry for sustainable development», Mendeleev  
RUCT, D.Ch.Sc  
e-mail: A.Ishkov@adm.gazprom.ru

Konstantin ROMANOV

Executive Secretary of the Gazprom Coordinating  
Committee for Environmental Management, Head of  
Department of Gazprom, CES  
e-mail: K.Romanov@adm.gazprom.ru

Roman TETEREVLEV

Deputy Head of Department of Gazprom  
e-mail: R.Teterevlev@adm.gazprom.ru

Аннотация. В условиях набирающего силу тренда на декарбонизацию мировой экономики возможность энергетического применения водорода связана с отсутствием прямых выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и диоксида углерода. В статье рассмотрены преимущества развития водородной энергетики на основе природного газа, включая перспективные технологии (термокаталитический, плазменный пиролиз метана), и оптимальные решения по экспорту энергоносителя.

*Ключевые слова:* водородная энергетика, пиролиз метана, углеродный след, углерод, метано-водородная смесь.

Abstract. Under over-growing trend of decarbonization of the world economy, the possibility of hydrogen energy is linked to absence of direct toxic and greenhouse gases emissions. The article considers the advantages of developing hydrogen energy based on natural gas, including perspective technologies (thermos-catalytic pyrolysis, plasma pyrolysis), and optimal solutions for energy supplies.

*Keywords:* hydrogen energy, methane pyrolysis, carbon footprint, carbon black, methane-hydrogen mixture.



**К 2050 г. доля водорода в глобальном энергобалансе может составить от 7 до 24 % в различных сценариях декарбонизации мировой экономики**

**Мировой спрос на водород: настоящее и будущее**

Сегодня спрос на водород в чистом виде составляет около 70 млн тонн в год. Основным сырьем его производства является природный газ, который используется в процессе паровой конверсии метана (steam methane reforming – SMR) – основного способа получения водорода в мире на нефтеперерабатывающих заводах, при производстве аммиака и метанола. Вклад природного газа в мировое производство водорода оценивается в 205 млрд кубометров в год [1].

На текущий момент более 95 % мирового потребления водорода приходится на традиционные отрасли, в основном самостоятельно обеспечивающие потребности в этом газе за счет его производства



Установка по производству водорода  
Источник: sq-innovation.com

на специализированных установках непосредственно в месте потребления. Таким образом, несмотря на рост спроса на водород в мире, глобального рынка этого продукта на данный момент не существует. Водород сейчас является сырьем или реагентом в отраслях промышленности, при этом рядом стран мира водород начинает рассматриваться в качестве энергоносителя для решения климатических задач, получения, накопления, хранения и доставки энергии. Следует учитывать, что водород является вторичным энергоносителем, то есть требуется дополнительная энергия для его производства, что всегда будет отражаться на себестоимости (при-

родный газ в отличие от водорода является первичным источником энергии).

К перспективным областям использования водорода относят энергетический комплекс, промышленность, транспортный сектор, а также бытовое применение в жилищно-коммунальном хозяйстве [2].

Будущий рынок водорода оценивается в очень широких пределах. По разным оценкам, к 2050 году доля водорода в мировом энергетическом балансе может составить от 7 % (IRENA) до 24 % (Bloomberg NEF) при реализации различных сценариев декарбонизации мировой экономики. Необходимо отметить, что целесообразность использования водородных энергоносителей в той или иной области определяется условиями каждой отдельной национальной экономики.

### Водородная стратегия Европейского союза

8 июля 2020 года Европейская комиссия опубликовала Стратегию в области водорода (Building a hydrogen economy for a climate-neutral Europe) [3]. В этот же день было официально объявлено о начале работы Альянса по развитию «чистого» водорода (Clean Hydrogen Alliance). В Стратегии впервые приводится подробная классификация различных видов этого газа в зависимости от источника происхождения и способа производства (рис. 1).

В ЕС установлены исключительно кратко- и среднесрочные показатели для возобновляемого водорода:

### Спрос на водород в Германии к 2030 году удвоится до 90–110 ТВт·ч. Существующие и перспективные мощности ВИЭ страны будут способны обеспечить производство порядка 14 ТВт·ч водорода

- на первом этапе (2020–2024 гг.) – производство 1 млн т возобновляемого водорода и установка электролизеров общей мощностью не менее 6 ГВт;
- на втором этапе (2025–2030 гг.) – производство 10 млн т возобновляемого водорода и установка мощностей по его производству в объеме не менее 40 ГВт.

При этом ожидается, что доля водородного топлива (все виды) в энергобалансе ЕС вырастет с текущих менее 2 % до 13–14 % к 2050 году [3].

В соответствии с немецкой водородной стратегией спрос на водород в среднесрочной перспективе (до 2030 года) удвоится до 90–110 ТВт·ч  $H_2$ . Существующие и перспективные мощности возобновляемой энергетики Германии будут способны обеспечить производство порядка 14 ТВт·ч  $H_2$ .

Рис. 1. Классификация водорода в Европейском союзе



THYSSENKRUPP AG, Германия

Источник: duisburgkontor.de

(примерно 0,4 млн т) «зеленого» водорода электролизом воды. Оставшуюся часть спроса на водород (76–96 ТВт·ч  $H_2$ ) предполагается покрыть за счет использования других низкоуглеродных технологий производства водорода, в том числе из природного газа, или импорта.

литейных установок в г. Дуйсбург низкоуглеродным водородом, получаемым из природного газа с использованием технологии улавливания и захоронения  $CO_2$ . При этом хранить  $CO_2$  предполагается с использованием мощностей проектов Northern Light (Норвегия) и Porthos (Нидерланды). По информации thyssenkrupp Steel Europe полная производственно-сбытовая цепочка может быть организована к 2027 году. Согласно экономическим расчетам, полученным в ходе предпроектного исследования, цена на «голубой» водород составит около 2,1 евро/кг (58 евро/МВт·ч) при прогнозируемой в долгосрочной перспективе цене на природный газ 23 евро/МВт·ч [5].

### Планы ЕС предполагают производство в 2020–2024 гг. 1 млн т «зеленого» водорода и мощности электролизеров на 6 ГВт, в 2025–2030 гг. – уже 10 млн т и мощности электролизеров в 40 ГВт

Драйвером развития германского водородного сектора выступает металлургическая отрасль с объемом спроса на водород 10 ТВт·ч  $H_2$  в 2030 году и 80 ТВт·ч  $H_2$  в 2050 году [4]. В январе 2021 года компания thyssenkrupp Steel Europe объявила об успешном окончании этапа предпроектной работы по техническому обоснованию возможности обеспечения одной из стале-

### Особенности развития водородной энергетики в России

В июне 2020 года направление «Водородная энергетика» впервые было включено в состав Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года. Стратегия включает положения в области производства, транспортировки и хранения водорода, нормативно-правовой базы, интенсификации международного сотрудничества. Согласно данному до-

кументу, Россия планирует экспортировать к 2024 году 0,2 млн тонн водорода, а к 2035 году – 2 млн тонн водорода, при этом целевые показатели для внутреннего рынка не предусмотрены [6].

В экономических условиях России основными областями развития внутреннего рынка энергетического водорода будут являться премиальный транспорт, а также реальный сектор экономики, поставляющий продукцию на экспорт и заинтересованный в сокращении ее «углеродного следа». Вместе с тем представляется целесообразным сформировать направления всестороннего, но локального применения водородной энергетики. Так, в регионах могут быть созданы отдельные небольшие водородные энергосистемы в виде водородных кластеров или автономных энергосистем. По мировому опыту такие системы имеют скорее демонстрационно-репутационный характер, поэтому не смогут сформировать полноценный рынок водородных энергоносителей в России в просматриваемой перспективе, однако они могут стимулировать создание отечественного водородного энергетического оборудования, водородных технологий и решений для поставок на экспорт, а также технологическую базу. Примером такого подхода может являться создание технопарков с обеспечением возможности свободной реализации водородных инновационных проектов и отработки товарно-логистических цепочек.

### Интерес представляет производство водорода на Дальнем Востоке методом парового риформинга метана с улавливанием и захоронением CO<sub>2</sub> и экспортом H<sub>2</sub> в Японию, Южную Корею, Китай

Кроме того, в целях апробации и комплексного внедрения водородных технологий целесообразно создание опытных полигонов, например, в областях:

- применения нативных источников холода в производстве и транспорте водорода;



Промышленное хранение водорода  
Источник: etanker.com

- получения водорода из природного газа с улавливанием и захоронением (использованием) углерода в виде углекислого газа;
- получения водорода из природного газа с улавливанием углерода в твердой форме;
- производства аммиака из низкоуглеродного водорода с ограниченными прямыми выбросами углекислого газа для транспортировки водорода, в том числе на азиатский рынок;
- хранения и транспортировки водорода в химически связанном виде.

В качестве основных критериев для создания водородных кластеров, автономных энергосистем, полигонов являются наличие сырьевой базы, геологических формаций (в случае захоронения CO<sub>2</sub>), а также близость к потенциальным рынкам сбыта.

Для развития технологий производства водорода из природного газа представляется возможным создание технологических экспериментально-демонстрационных комплексов на базе существующих научных организаций и объединений, на котором в дальнейшем будет проводиться экспериментально-демонстрационная отработка и развитие технологий и технологических установок, разрабатываемых или планируемых к разработке в рамках НИОКР.

Таким образом, учитывая, что в России до конца не исчерпан потенциал природного газа для низкоуглеродного развития национальной экономики, водородная энергетика в кратко- и среднесрочной перспективе будет сфокусирована на экспортном направлении и реализации ряда пилотных проектов в соответствии с Планом мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года».

### Экспортно-ориентированное производство водорода

Для формирования экспортно-ориентированного производства водорода из природного газа требуется анализ емкости и ценовых параметров целевых рынков потребления водорода (спроса на водород) и, что очень важно, способов транспортировки водородной продукции.

По азиатскому направлению целесообразно рассмотреть возможности поставок водорода в различном виде на экспорт авто-, морским и железнодорожным транспортом, для чего необходимо создание соответствующей законодательной базы (в части налогообложения и таможенного регулирования), а также развитие технологий транспортировки. В частности, особый интерес представляет возможность производства водорода на территории Даль-

Установка производства водорода на Омском НПЗ «Газпром нефти»  
Источник: gures.ru



### Транспортировка водорода в жидком состоянии требует сложного оборудования сжижения до температуры –253 °С, систем регазификации и емкостей для перевозки, что повлияет на его стоимость

ного Востока России методом парового риформинга метана с обеспечением улавливания и захоронения диоксида углерода и последующим экспортом H<sub>2</sub> в страны-потребители (Япония, Южная Корея, Китай). Соответственно, в рамках двустороннего сотрудничества с азиатскими партнерами в краткосрочной перспективе целесообразно развивать обмен технологиями транспортировки водорода, а также улавливания, хранения и использования CO<sub>2</sub>. В средне- и долгосрочной перспективе возможна проработка поставок водорода на экспорт при условии коммерческого спроса на него в странах – потенциальных импортерах.

Если рассматривать европейский рынок, то перспективными являются исследования оптимальных маршрутов транспортировки водорода. В основе таких решений может лежать использование различных жидких и твердых органических и неорганических соединений для транспортировки водорода в химически и/или физически обратимо связанном состоянии на экспорт. Транспортировка водорода в жидком состоянии требует применения сложного технологического оборудования для сжижения водорода до температуры –253 °С (для сравнения СПГ: –161,5 °С), систем регазификации, а также специальных сосудов для его транспортировки, что повлияет на стоимость водорода и его конкурентоспособность на зарубежных рынках. Возможным вариантом является поставка водорода в необратимо связанном состоянии, например, в виде аммиака, метанола, этанола и др.

Технология транспортировки водорода в виде метано-водородной смеси по существующей системе газопроводов обусловлена рисками технического, юридического и регуляторного характера.

Во-первых, добавление водорода в существующую газотранспортную сеть приведет к изменению состава, качества и цены экспортируемого газа, что будет являться нарушением экспортных контрактных обязательств, а также потребует отдельной специальной сертификации магистрального газопровода.

**Добавление H<sub>2</sub> в действующие газопроводы приведет к изменению состава, качества и цены экспортируемого газа, что является нарушением экспортных контрактов и требует отдельной сертификации**

Во-вторых, открытыми остаются вопросы целостности технологического оборудования вследствие насыщения металла водородом (водородное охрупчивание), обеспечения промышленной безопасности и возможных потерь из-за сверхвысокой проницаемости водорода. Применяемое при транспортировке оборудование имеет

ограничения по качеству и составу газа, связанные с обеспечением безопасности работ и сохранению долгосрочной работоспособности единой системы газоснабжения. Для гарантии безопасной транспортировки метано-водородной смеси по магистральному газопроводу требуется проведение полномасштабных натурных циклических испытаний в условиях, приближенных к реальной перекачке, что в настоящее время не реализовано.

В-третьих, отсутствуют единое нормативно-техническое регулирование трубопроводной транспортировки метано-водородных смесей как в России, так и в европейских странах. В настоящее время правила смешивания водорода и природного газа в европейской сети регулируются нормативными актами каждого государства-члена ЕС с учетом технических особенностей местной инфраструктуры. Для отдельных видов газового оборудования и газовых сетей европейские стандарты допускают достаточно широкий диапазон концентраций водорода в природном газе (от 0,02 до 10 % об.), однако единые требования по допустимому содержанию водорода в газотранспортной сети, также как единые технические регламенты, отсутствуют, что не позволяет осуществлять экспортные поставки метано-водородных

Паровая турбина одного из крупнейших современных потребителей водорода thyssenkrupp Steel Europe

Источник:

thyssenkrupp-steel.com



Рис. 2. Законодательно установленные пределы допустимой концентрации водорода (% об.) в газовых сетях ЕС

смесей по трубопроводам без разработки и принятия указанного регулирования на уровне ЕС, а также его гармонизации с российским законодательством (рис. 2) [7].

Экономическая несостоятельность транспортировки водорода в виде метано-водородной смеси по «Северному потоку» отмечена зарубежными аналитиками IHS Markit. Результаты анализа показывают, что использование существующей экспортной газопроводной инфраструктуры и производство низкоуглеродного водорода из российского природного газа в ЕС (1,1–1,5 долл. США/кг H<sub>2</sub>) – наиболее экономически эффективно в сравнении с транспортировкой водорода из России по газопроводу (1,9–2,1 долл. США/кг H<sub>2</sub>) [8].

Учитывая развитую единую систему газоснабжения и реализацию новых международных газотранспортных проектов, в том числе в ЕС, производство водорода или метано-водородного топлива из природного газа рядом с крупными зарубежными потребителями, например, сталелитейными промышленными предприятиями, электрогенерирующими объектами и др. – самое оптимальное решение.

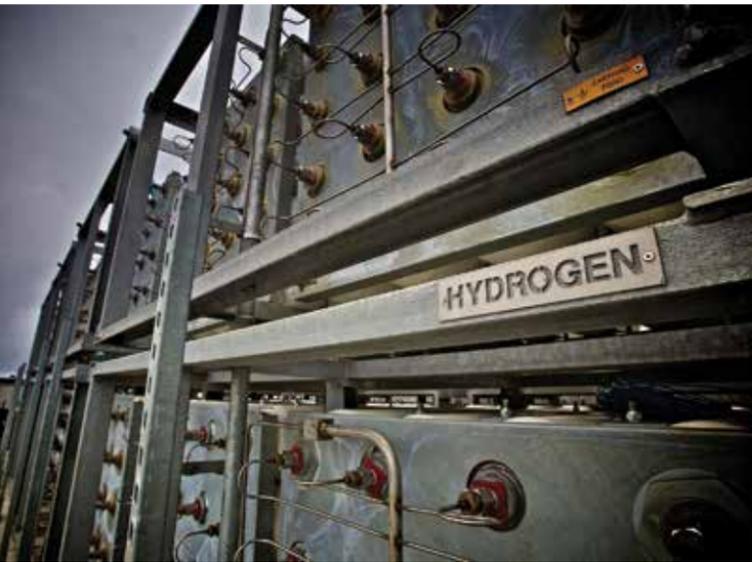
Реализация данной концепции в рамках Зеленого курса ЕС (с акцентом на водород-

ную энергетику) открывает дополнительные возможности для российской газовой отрасли. Если краткосрочный потенциал природного газа для низкоуглеродного развития ЕС заключается в быстром сокращении выбросов CO<sub>2</sub> при замещении угольной генерации, то долгосрочный – в возможности производства из метана водорода без выбросов CO<sub>2</sub>. Это будет иметь жизненно важное значение для ЕС при реализации эффективной политики по декарбонизации экономики, поскольку ряд европейских экспертных мнений показывает, что «зеленый» водород будет значительно дороже, чем водород с низкими или нулевыми выбросами диоксида углерода, произве-

**Использование существующих газопроводов и производство водорода из российского газа в ЕС (1,1–1,5 долл./кг) – более эффективно в сравнении с транспортировкой его из России (1,9–2,1 долл./кг)**

денный из природного газа, до 2050 года и, вероятно, дальше. Это связано с тем, что электролиз воды – очень энергоемкий процесс, требующий от 48 до 78 кВт·ч дорогой возобновляемой электрической энергии на 1 кг полученного водорода [9] (в разы больше, чем энергопотребление процессов получения водорода из природного газа).

В соответствии с оценкой IHS Markit дополнительный спрос на природный газ в Европе как сырье для производства водорода может составить 80 млн т н. э. (или 84 млрд кубометров) к 2050 году.



Одна из первых установок по производству водорода  
Источник: scottishenergynews.com

### Пиролиз метана – процесс получения водорода без выбросов CO<sub>2</sub>

Один килограмм водорода, получаемого с помощью парового риформинга природного газа, сопровождается образованием порядка 9 кг CO<sub>2экв.</sub> («well-to-gate» охват) [3]. Однако предлагаемый ЕС целевой показатель углеродоемкости процессов получения водорода (в соответствии с инициативой CertifHy) составляет половину от этого значения. Следовательно, продолжение использования обычного парового риформинга метана потребует масштабного применения технологий улавливания, использования и захоронения диоксида углерода (CCUS), что несомненно отразится на себестоимости получаемого

водорода, так как инвестиции в создание дополнительной производственной структуры возрастают в среднем на 16 % [9].

Существующий технологический задел, имеющийся в мире, способен обеспечить низкоуглеродное производство водорода из природного газа методом пиролиза. Пиролиз метана – это процесс разложения природного газа (органического сырья). Пиролиз метана является альтернативным подходом к получению водорода из природного газа без образования CO<sub>2</sub> в ходе реакции: CH<sub>4</sub> → C↓ + 2H<sub>2</sub>↑.

При пиролизе метана образуется водород, который может быть использован в энергетике, транспортном секторе, в промышленных / химических процессах и т. д. для снижения выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов, а также углерод в твердой форме.

Пиролиз метана относится к целому ряду процессов (по аналогии с конверсией метана), которые могут быть разделены на несколько больших классов – термический пиролиз, каталитический пиролиз, плазменный пиролиз, а также отдельно может быть выделен пиролиз в жидких средах, например, расплавах металлов.

В настоящее время пиролизом метана на промышленном уровне получают, например, технический углерод, с побочным образованием водородсодержащего газа. Процессы целенаправленного получения низкоуглеродного водорода пиролизом метана – предмет научных исследований. В то время, как компании BASF, Thyssenkrupp и Linde сосредоточились на процессе термического пиролиза, американская компания Mopolith занимается плазменным пиролизом. Другой подход применяют IASS и KIT – использование жидкого металла в качестве теплоносителя. Напротив, австралийский процесс HAZER® компании Hazer Group основан на каталитическом пиролизе метана. Степень готовности технологий находится в интервале TRL4–7 [10].

Для термического разложения метана необходимы высокие температуры (выше 1000 °C). Использование катализатора помогает увеличить скорость реакции и, таким образом, снижает температуру, требуемую для конверсии природного газа. Технологической особенностью такого процесса является периодическое восстановление катализатора, что сопровождается выбросами диоксида углерода и, таким образом,

повышается «углеродный след» получения водорода. Поиск дешевых катализаторов для исключения этапа восстановления – актуальное направление исследований, результаты которых уже существуют. Примером такого катализатора служит железная руда (The Hazer Process). Потребность процесса в тепловой и электрической энергии может частично покрываться за счет получаемого водорода.

### Пиролиз метана демонстрирует «углеродный след» в диапазоне 2,1–5,2 кг CO<sub>2экв.</sub> на 1 кг полученного водорода с учетом усредненного для ЕС «углеродного следа» поставок природного газа

Плазменный пиролиз – это способ разложения метана в плазме (например, сверхвысокочастотного разряда). В этом случае в качестве источника энергии используется электроэнергия (сетевая или возобновляемая) и, соответственно, процесс не сопровождается «прямыми» выбросами диоксида углерода.

Существенным преимуществом пиролиза метана является меньший удельный расход электроэнергии (оценивается менее 20 кВт·ч на килограмм водорода) в сравне-

нии, например, с электролизом воды (от 48 до 78 кВт·ч) [9].

### «Углеродный след» получения водорода в ЕС

В технологиях пиролиза метана не образуются «прямые» выбросы диоксида углерода (рис. 3), а «косвенные» выбросы зависят от «углеродного следа» поставок природного газа и электроэнергии (сетевой или возобновляемой), используемых в процессе.

При этом технологически обусловленные минимальные фугитивные выбросы метана при добыче и транспортировке природного газа, могут быть потенциально компенсированы с помощью специальных мер (например, лесовосстановления), а использование возобновляемого электричества позволит значительно снизить «углеродный след» получения водорода методом пиролиза метана. Производство оборудования, транспортировка, а также эксплуатация и восстановление катализаторов играют второстепенную роль.

По экспертной оценке, выполненной Техническим университетом Мюнхена (TUM), пиролиз метана демонстрирует «углеродный след» в диапазоне 2,1–5,2 кг CO<sub>2экв.</sub> на 1 кг полученного водорода с учетом усредненного для ЕС «углеродного следа» поставок природного газа (рис. 4).

При использовании сетевого электричества в качестве источника энергии пиролиз метана имеет преимущества в части

Рис. 3. «Прямые» выбросы CO<sub>2</sub> и затраты энергии на процессы производства водорода





Рис. 4. «Углеродный след» производства водорода (на примере ЕС)

«углеродного следа» по сравнению с электролизом воды из-за низкого потребления электрической энергии. При этом удельные выбросы углекислого газа при электролизе воды и плазменном пиролизе с использованием возобновляемого электричества (фотовольтаики) сопоставимы.

В зависимости от способов (сжиженный природный газ, трубопроводный газ) и маршрутов «углеродный след» поставок природного газа в ЕС может достигать значения 25 г CO<sub>2</sub>экв./МДж<sub>LHV</sub>. Для российских трубопроводных проектов «Северный поток», «Северный поток-2», «Турецкий поток» «углеродный след» поставок газа оценива-

ется в пределах 6,3–7,3 г CO<sub>2</sub>экв./МДж<sub>LHV</sub> – это одни из самых минимальных значений для возможных маршрутов поставок природного газа до границы с ЕС [11].

С учетом транспортировки газа по новым российским газопроводам и использования возобновляемых источников энергии (ветра и солнца) «углеродный след» получения водорода, например, плазменным пиролизом метана, в районе точки выхода газопровода «Северный поток» оценивается всего в 1,2–1,6 кг CO<sub>2</sub>экв. на 1 кг водорода [2] (рис. 5).

Таким образом, водород, получаемый пиролизом метана, по критерию углеродоемкости соответствует низкоуглеродному

Рис. 5. «Углеродный след» крупномасштабного производства низкоуглеродного водорода из российского природного газа



водороду согласно опубликованной водородной стратегии ЕС, а также проектным параметрам для устойчивых инвестиций [12] и является одним из эффективных решений для достижения краткосрочных и долгосрочных климатических целей ЕС.

### Побочный углерод в твердой форме – ценный продукт

При пиролизе метана технологический процесс обеспечивает производство углерода в твердой форме – так называемого технического углерода. На один килограмм водорода, как правило, образуется около 3-х килограммов углерода, при этом существует возможность получения ценных продуктов, например, синтетического графита, графена, фуллеренов, углеродных

ковых газов с учетом «углеродного следа» составило бы 700–900 миллионов тонн CO<sub>2</sub>экв. в год<sup>1</sup>. Кроме того, использование углеродного материала вместо традиционного угля позволило бы предотвратить выбросы парниковых газов угольной отрасли при добыче и транспортировке. Указанные преимущества могут оказаться актуальными для сталелитейной промышленности. По данным [14], три тонны твердого углерода, получаемого в качестве побочного продукта при пиролизе метана, могут заместить 3,7 тонны коксующегося угля. Другие доступные рынки углерода в мире и приблизительные их объемы представлены на рис. 6.

Прогнозируемый темп роста рынка графена оценивается в 38,7 % в год. Ожидается, что к 2027 году мировой рынок графена достигнет 1,08 млрд долларов США [15].

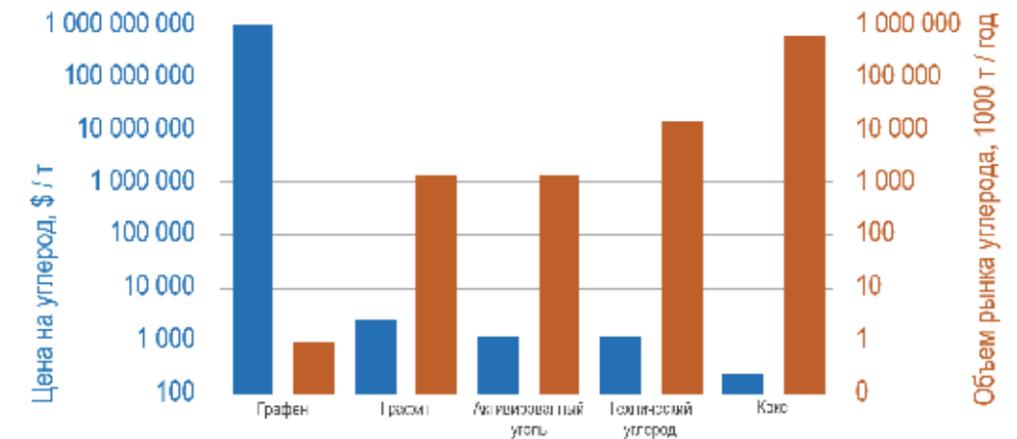


Рис. 6. Рынок углерода в мире

нанотрубок, использование которых имеет перспективы в электротехнике, электронике, строительстве, машиностроении и др. В отличие от диоксида углерода в газовой форме, твердый углерод легко хранить. Отдельным перспективным направлением углеродных материалов выступает адсорбционное хранение газов. Таким образом, производство твердого углерода позволяет не только снизить прямые выбросы диоксида углерода, но и создать новые рыночные возможности [10].

Если водород, производимый сегодня в мире, получать пиролизом метана, то образование твердого углерода составило бы порядка 200 миллионов тонн в год. При этом были бы исключены «прямые» выбросы диоксида углерода при производстве водорода, а сокращение выбросов парни-

Пиролиз метана имеет преимущества с экономической точки зрения. При оценочных затратах на производство 1 килограмма водорода 1,36–1,79 \$ (в зависимости от типа процесса) с учетом коммерческой реализации углерода, пиролиз метана конкурирует с электролизом (4,61–14,87 \$ / кг H<sub>2</sub>) и паровым риформингом (1,03–2,16 \$ / кг H<sub>2</sub>) [16]. Водород, производимый пиролизом метана, отличается наименьшей стоимостью среди низкоуглеродного и возобновляемого водорода и может стать важной частью будущей «циркулярной экономики» ЕС.

<sup>1</sup> Оценка выполнена на основе данных Международного энергетического агентства по производству водорода в мире – 70 млн т в год, доли природного газа 76 %, и угля 23 %, а также с учетом данных по «углеродному следу» получения водорода паровым риформингом метана – 12 кг CO<sub>2</sub>экв./кг H<sub>2</sub>, газификацией угля – 24 кг CO<sub>2</sub>экв./кг H<sub>2</sub> [1], [13].



Широкое применение водородных технологий продиктовано климатической повесткой

Источник:

lunamarina / depositphotos.com

## Вызовы водородной экономики

В истории человечества уже были случаи, когда химические вещества (соединения), которые выбрасывались в атмосферу в результате хозяйственной деятельности, в будущем приводили к неожиданным экологическим проблемам.

Транспортный сектор и местное загрязнение воздуха, производство галокарбонов (например, хлорфторуглерода) и глобальное разрушение озонового слоя – серьезность этих проблем стала понятна только после того, как были внедрены промышленные технологии. Учитывая растущий интерес к водородной экономике, сейчас самое время корректно оценить ее экологические последствия, для предотвращения возможных экологических проблем.

Атмосфера Земли содержит в общей сложности ~175 тераграмм водорода (175 млн тонн) или 0,5 ppm, который влияет на глобальную химию атмосферы – поглощает один радикал OH и высвобождает один радикал HO<sub>2</sub> (плюс водяной пар). Учитывая, что радикал OH является первичным поглотителем метана, сокращение его (радикала OH) содержания в атмосфере будет способствовать увеличению содержания в атмосфере метана [17]. Таким образом, водород является косвенным парниковым газом.

По оценкам [17], учитывая время жизни водорода в атмосфере равное ~2 годам,

утечки водорода в размере ~100 млн тонн в год увеличат содержание его в атмосфере на ~200 млн тонн, что, в свою очередь, будет способствовать увеличению глобального среднего содержания метана в атмосфере на 4%. Такое повышение концентрации метана в атмосфере соответствует климатическому воздействию, вызванному выбросами CO<sub>2</sub> современной авиацией.

Еще одним экологическим вызовом водородной экономики является возможное нарушение круговорота воды и снижение устойчивости биосферы. При масштабном применении электролиза воды для производства возобновляемого водорода потребуются огромные объемы специально подготовленной воды. По данным IRENA [18] для обеспечения декарбонизации глобальное потребление возобновляемого

---

**При затратах на производство 1 кг H<sub>2</sub> в 1,36–1,79 долл. с учетом продаж углерода, пиролиз метана конкурирует с электролизом (4,61–14,87 долл./кг) и паровым риформингом (1,03–2,16 долл./кг)**

---

водорода должно быть на уровне 160 млн тонн к 2050 году, что потребует 7500 ТВт·ч электрической энергии и около 3 миллиардов тонн воды<sup>2</sup>. Использование воды в процессах электролиза в одних регионах (производителях водорода) и выбросы воды (водяного пара) при использовании этого водорода в других (потребителях водорода), может негативным образом отразиться на экологической обстановке этих регионов.

## Заключение

В свете вышеприведенных фактов при развитии водородной энергетики важно соблюдать принцип технологической нейтральности, исходить не из геополитических предпочтений и модных трендов,

<sup>2</sup> По данным Environments, 2018. Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies для производства 1 кг водорода (PEM-электролиз) требуется 18,04 кг воды.

а из экономической целесообразности. Внедрение дискриминационных механизмов, направленных против водорода, получаемого из природного газа в соответствии с требованиями углеродоемкости процессов, может привести к экономически неэффективной политике декарбонизации экономики, а также увеличению выбросов парниковых газов.

Необходимо в первоочередном порядке качественно и в полной мере оценить возможные риски перехода к водородной экономике в целях недопущения в будущем негативных экологических последствий, снижения уровня жизни населения, угроз здоровью.

При трансформации энергетических моделей необходимо учитывать, что в настоящее время в большинстве случаев не исчерпан потенциал природного газа для устойчивого, в том числе низкоуглеродного развития экономики.

## Использованные источники

1. IEA. *The Future of Hydrogen. Report prepared by the IEA for the G20, Japan.* – URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
2. Аксютин О.Е. и др. *Метан, водород, углерод: новые рынки, новые возможности. Нефтегазовая вертикаль, №1-2/2021.*
3. *European Commission. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Brussels, 8.7.2020. COM(2020) 301 final.* – URL: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)
4. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Die Nationale Wasserstoffstrategie.* – URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
5. *Информационные бюллетени по материалам представительства ПАО «Газпром» в Королевстве Бельгия в г. Брюсселе.*
6. *Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года.*
7. *European Clean Hydrogen Monitor 2020, Hydrogen Europe.*
8. *Energy Briefing «Gas, Power, Renewables and Energy Futures». Session VI: Europe's Emerging Hydrogen Ambitions: What does it mean for Russia, IHS Markit.*
9. *Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs. Sebastian Timmerberg, Martin Kaltschmitt, Matthias Finkbeiner. Energy Conversion and Management: X 7 (2020) 100043.*
10. *Ishkov A., Romanov K., Teterevlev R., Kuhn M. Cost-effective and clean ways of producing hydrogen from natural gas. International Gas Union. International Gas, 10-2020, Industry expected to rebound in 2021.*
11. *Life Cycle Emissions of Natural Gas Transported via TurkStream. Final Report. © thinkstep, a Sphera Company.*
12. *Guidehouse. Hydrogen generation in Europe: overview of costs and key benefits.* – URL: [https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc\\_id=Searchresult&WT.ria\\_c=37085&WT.ria\\_f=3608&WT.ria\\_ev=search](https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search)
13. *Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. Andi Mehmeti, Athanasios Angelis-Dimakis, George Arampatzis, Stephen J. McPhail, Sergio Ulgiati. Environments 2018, 5, 24; doi:10.3390/environments5020024.*
14. *Hydrogen production using methane: Techno-economics of decarbonizing fuels and chemicals. Brett Parkinson, Mojgan Tabatabaei, David C. Upham, Benjamin Ballinger, Chris Greig, Simon Smart, Eric McFarland. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 43, Issue 5, 1 February 2018, Pages 2540-2555.*
15. URL: <https://www.grandviewresearch.com/press-release/global-graphene-market>
16. *Parkinson B., Balcombe P., Speirs J. F., Hawkes A. D., Hellgardt K. Levelized cost of CO<sub>2</sub> mitigation from hydrogen production routes. Energy & Environmental Science 12 (2019), Nr. 1, S. 19–40 – Überprüfungsdatum 2019-08-22.*
17. *An Environmental Experiment with H<sub>2</sub>? Michael J. Prather. www.sciencemag.org SCIENCE VOL 302.*
18. *IRENA (2020), Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050.*

# Альтернативный внешнеэкономический сценарий для российского водорода

## Russian hydrogen energy economy: an alternative external trade scenario

Андрей КОНОПЛЯНИК

Советник генерального директора «Газпром экспорт»,  
сопредседатель рабочей группы 2 «Внутренние рынки»  
Консультативного совета Россия - ЕС по газу,  
член Научного совета РАН по системным исследованиям  
в энергетике, д. э. н., профессор  
e-mail: a.konoplyanik@gazpromexport.com

Andrey KONOPLYANIK

Adviser to Director General, Gazprom export,  
member of the Gas Advisory Council under  
Coordinators of the Russia-EU Energy Dialogue,  
Dr. of Science, professor  
e-mail: a.konoplyanik@gazpromexport.com

Установка очистки водорода

Источник: bing.com



Аннотация. Автор обосновывает оптимальную и взаимовыгодную, по его мнению, для РФ и ЕС экспортно-ориентированную стратегию декарбонизации газовой отрасли России путем формирования нового сегмента спроса на природный газ в ЕС – для производства «чистого» водорода (без выбросов CO<sub>2</sub>) технологиями пиролизной группы в местах потребления. Автор доказывает, что предлагаемая иная концепция – производство водорода внутри страны и его экспорт в ЕС путем перепрофилирования существующей трансграничной ГТС РФ – ЕС на водород и/или метано-водородные смеси является контрпродуктивной и противоречит национальным интересам России, хотя соответствует интересам государств ЕС.

*Ключевые слова: водородные стратегии, водородная энергетика, электролиз, паровой риформинг метана, улавливание и захоронение CO<sub>2</sub>, пиролиз метана, твердый углерод.*

Abstract. The author proves what he considers as being optimal and mutually beneficial for Russia and the EU – an export-oriented strategy for decarbonisation of Russian gas industry by forming a new segment of natural gas demand in the EU aimed at production of “clean” hydrogen (without CO<sub>2</sub> emissions) by pyrolysis and similar technologies in the end-use areas of the EU. The author proves that other concepts aimed at hydrogen production within Russia and its export to the EU by conversion of existing cross-border gas transmission system to hydrogen and/or methane-hydrogen mix is counter-productive and conflicts with the national interests of Russia though corresponds with national interests of the EU states.

*Keywords: hydrogen strategies, hydrogen energy economy, electrolysis, methane steam reforming, carbon capture and sequestration, methane pyrolysis, solid carbon.*



### Евросоюз признает, что собственных объемов производства водорода на ВИЭ к 2050 г. будет недостаточно для нулевых выбросов CO<sub>2</sub>

В своей Водородной стратегии от 8 июля 2020 г. [1] Европейский союз (ЕС) ставит целью сформировать мировой рынок водорода (H<sub>2</sub>) на основе евро. Очевидно, это делается в противовес функционированию мирового нефтяного рынка и формируемого мирового газового рынка на основе доллара США. В этих условиях ЕС, пытаясь работать на опережение, стремится расширить потенциальные рынки сбыта своей «зеленой продукции» и заста-

вить своих торговых партнеров, для которых Европа является важным экспортным рынком, в частности Россию, переходить на путь декарбонизации по европейской модели на основе европейских решений и технологий под эгидой всеобщей борьбы за сохранение климата.

В рамках Энергетической стратегии РФ до 2035 г. впервые представлен раздел «Водородная энергетика» [2]. Целью ее развития указано вхождение в число мировых лидеров по производству и экспорту H<sub>2</sub>. Принятый правительством России план мероприятий по развитию водородной энергетики РФ до 2024 г. [3] содержит развернутый перечень из 43 мероприятий, детализирующих водородные тезисы Энергостратегии, включая пять пунктов о необходимости подготовки предложений по международному сотрудничеству в этой сфере.

Однако единственным целевым показателем решения задачи водородной энергетики в Энергостратегии установлен экспорт H<sub>2</sub> в объеме 0,2 млн тонн в 2024 году и 2 млн тонн в 2035 году. Это однозначно интерпретируется в России и за рубежом как нацеленность на производство этого газа внутри страны и экспорт водорода и/или метано-водородных смесей.

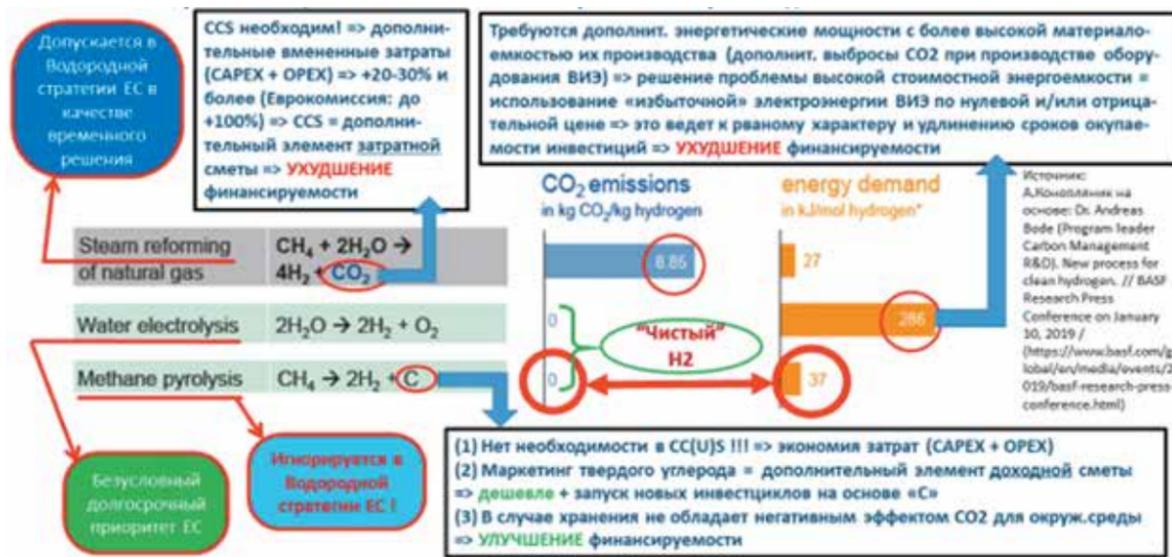


Рис. 1. При прочих равных условиях, пиролиз метана (и сходные технологии: без доступа O<sub>2</sub> и выбросов CO<sub>2</sub>) имеют конкурентное преимущество против: (1) электролиза как ключевого и (2) ПРМ+ССС как временного/вспомогательного направления производства H<sub>2</sub> в ЕС

Источник:  
по данным автора

## ЕС и водород: политический выбор

В Водородной стратегии ЕС ставка делается на возобновляемый H<sub>2</sub>, то есть получаемый методами электролиза с использованием электроэнергии ВИЭ. Однако в Евросоюзе признано, что прогнозных объемов возобновляемого H<sub>2</sub> к 2050 г. будет недостаточно для достижения поставленной цели нулевых выбросов [4]. Поэтому допускается как импорт H<sub>2</sub>, так и его производство из природного газа. Последнее – исключительно методами парового риформинга метана (ПРМ) с обязательным применением технологий улавливания и захоронения CO<sub>2</sub> (ССС). Вся публичная информация в западных СМИ практически полностью посвящена именно этим двум источникам получения H<sub>2</sub>: электролиз и ПРМ+ССС. Однако на практике их три (рис. 1). И замалчиваемый третий вариант имеет ряд неоспоримых конкурентных преимуществ по сравнению с первыми двумя, широко представленными в публичном пространстве ЕС.

Третьим источником получения H<sub>2</sub> является пиролиз метана и сходные с ним технологии, которые предполагают получение водорода из природного газа без доступа кислорода (O<sub>2</sub>), следовательно, без образо-

вания CO<sub>2</sub>. Вместо него побочным продуктом является твердый углерод. Пиролизная группа технологий имеет конкурентные преимущества против электролиза как ключевого и ПРМ+ССС как временного/вспомогательного направления производства H<sub>2</sub> в Европе (рис. 1). Но пока пиролиз характеризуется меньшим уровнем технологической готовности, что приводит его оппонентами в качестве аргумента, объясняющего отсутствие к нему интереса в ЕС.

Если технология парового риформинга метана является технически отработанной, то этого нельзя сказать о методах улавливания CO<sub>2</sub>, которые к тому же во многих странах сталкиваются с широкой обще-

**Пиролизные технологии имеют конкурентные преимущества против электролиза как ключевого направления производства H<sub>2</sub>. Но пока пиролиз отличается меньшим уровнем технологической готовности**

**Для снижения стоимости «зеленого» H<sub>2</sub>, ЕС ориентируется на использование избыточной энергии ВИЭ. Это может уменьшить плату за электроэнергию, но не сократит затраты на создание генерации**

ственной оппозицией. Это значит, что тезис о недостаточной отработанности пиролизных технологий по сравнению с паровым риформингом метана теряет актуальность, ибо «скорость эскадры (ПРМ+ССС) определяется скоростью самого медленного ее корабля (ССС)». Таким образом, уровень технической отработанности связки ПРМ+ССС и пиролиза становятся сопоставимыми и на первый план выходят преимущества пиролизной группы технологий.

Обе технологии получения H<sub>2</sub> из природного газа имеют в 3–4 раза (по данным «Газпрома» [5]) или в 10 раз (по данным немецкой компании BASF [6]) меньшую энергоемкость производства водорода, если считать по прямым энергетическим затратам (затратам подведенной энергии) по сравнению с методом электролиза. Значит они требуют соответственно меньших установленных энергетических мощностей для производства эквивалентных количеств H<sub>2</sub>, чем установленная мощность электролизеров.

**Возобновляемый не значит климатически нейтральный**

Чтобы уменьшить стоимость производства возобновляемого H<sub>2</sub> методом электролиза, ЕС ориентирует компании на использование избыточной электроэнергии ВИЭ, которая может отпускаться по нулевой или отрицательной цене. Это может уменьшить затраты на приобретение электроэнергии, но не сократит затраты на созданиекратно больших генерирующих мощностей ВИЭ. При этом доказано (например, Оливье Видалом, который провел фундаментальное исследование по четырем основным конструкционным материалам в электро-

энергетике – цементу, стали, алюминию и меди – и 13 технологиям производства электроэнергии на основе возобновляемых и невозобновляемых источников [7]), что материалоемкость производства генерирующих мощностей ВИЭкратно выше, чем в традиционной электроэнергетике на органическом топливе.

Поэтому, во-первых, утрачивает свое значение тезис, принятый за основу в ЕС, что, якобы, единственно «чистым» (климатически нейтральным) является возобновляемый водород. В разделе «Определения» Водородной стратегии ЕС заявлено, что «выбросы парниковых газов за полный жизненный цикл производства возобновляемого водорода близки к нулю» и затем, что понятие «чистый» водород относится к возобновляемому [1]. Отсюда это утверждение стало тиражироваться как данность, как отправная точка в энергополитике ЕС, в других работах по продвижению именно возобновляемого водорода как единственно «чистого».

Смею полагать, что такое утверждение фактически и методологически неверно, если под жизненным циклом понимать не только собственно производство водорода на основе ВИЭ, но и учитывать производство оборудования для получения энергии ВИЭ, используемой при получении H<sub>2</sub> (см. рис. 2). Выбросы CO<sub>2</sub> существуют по всей цепочке производств оборудования

Установка по производству водорода, Linde  
Источник: keywordbasket.com



## Большая часть производства материалоемкого оборудования для ВИЭ вынесена в развивающиеся страны, в основном в Китай, где основной топливного баланса для электростанций является уголь

для ВИЭ, начиная с добычи сырья. И чем выше материалоемкость энергопроизводящего оборудования (ВИЭ), тем выше выбросы углекислого газа при его изготовлении, особенно с учетом того, что большая часть этой производственной цепочки вынесена в развивающиеся страны (преимущественно в Китай), где основой топливного баланса электростанций является уголь. Это в полной мере относится и к производству электролизеров, требуемая установленная мощность которых (в расчете на единицу произведенного  $H_2$ ) многократно выше, чем

энергоустановок для производства водорода из природного газа. Поэтому увеличение использования ВИЭ в Европе будет сопровождаться наращиванием цепочки «грязных» материалоемких производств оборудования в развивающихся странах. Но ведь климатическая проблема является глобальной, а не региональной. Так что тезис о климатической чистоте производства «чистой» энергии в ЕС оказывается лукавым.

Во-вторых, «рваный» характер производства солнечной и ветровой электроэнергии (основных европейских ВИЭ) в силу естественных причин существенно ухудшает условия коммерческого финансирования возобновляемого водорода. А улучшение их финансируемости требует либо забора недостающей (для постоянного производственного цикла  $H_2$ ) электроэнергии из сети, либо формирования резервных мощностей на органическом топливе. Это превращает «чистый» возобновляемый  $H_2$  в недостаточно чистый. Формируется своего рода маятник «экологичность – финансируемость»: либо более высокая (но условная) «чистота»  $H_2$  за счет использования ВИЭ, либо более высокая финансируемость (более низкая

Резервуары для хранения водорода

Источник: pfi.org

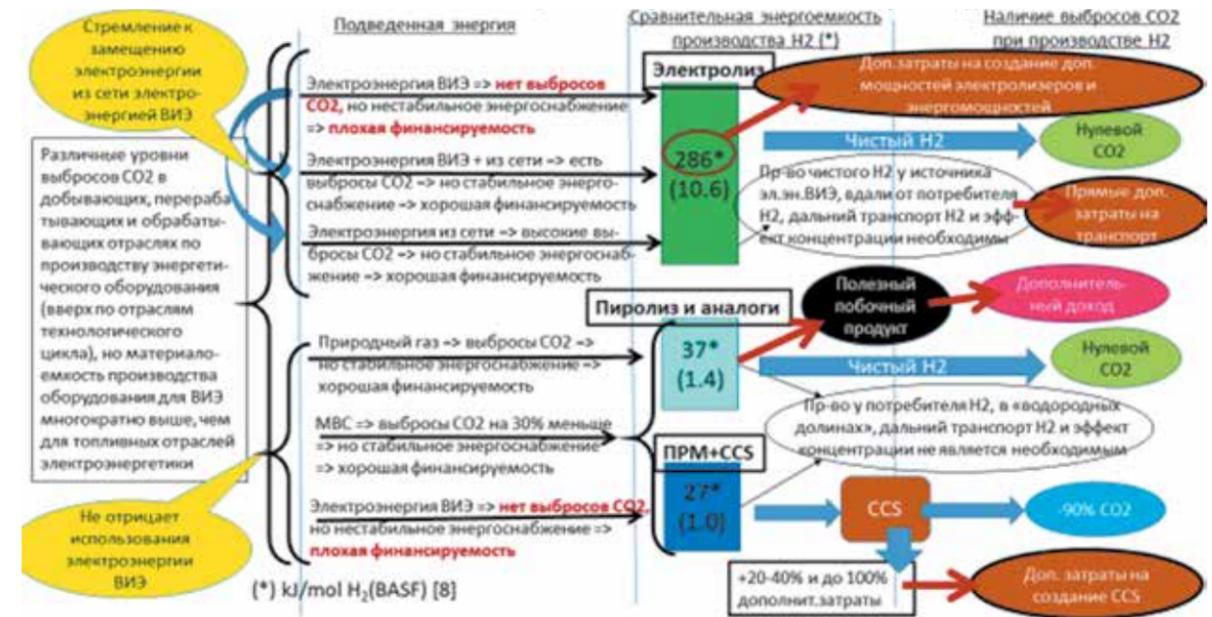


Рис. 2. Три технологии производства водорода: наличие выбросов CO<sub>2</sub> на входе-выходе – не бывает совсем чистых технологических цепочек с учетом полного воспроизводственного цикла

Источник:  
по данным автора

стоимость привлечения заемных средств) проектов производства водорода на основе не только ВИЭ (рис. 2). Напомню: при финансировании инвестиционных проектов в энергетике, как правило, порядка 70 % капиталовложений привлекается в форме долгового финансирования, поэтому величина LIBOR+ имеет важнейшее значение.

### Внеэкономическая стратегия ЕС по водородному сотрудничеству

Водородная стратегия ЕС, в первую очередь Германии, опирается на два ключевых постулата: внутреннее производство возобновляемого  $H_2$  и его импорт. Но еще до ее официальной публикации национальный бизнес ЕС стал подстраиваться, точнее встраиваться в узкий коридор «допустимых решений» в рамках декарбонизационной политики ЕС, под который будут выделяться вновь огромные средства господдержки, как это было ранее с ВИЭ. Два основных направления такого встраивания – это развитие ВИЭ и электролизеров большой мощности, с одной стороны, и дальнего транспорта водорода – с другой.

Чтобы сделать внутреннее производство возобновляемого водорода в ЕС

максимально эффективным, европейским производителям оборудования (электролизеров большой мощности) нужно иметь масштабный рынок сбыта как внутри Евросоюза, так и за его пределами. На это и нацелена концепция внешнеэкономического сотрудничества с соседними странами в области водородной энергетики, продвигаемая ЕС, его государствами-членами (например, ФРГ) и их бизнес-ассоциациями (например, Германско-Российской внешне-торговой палатой, Восточным комитетом – Восточноевропейским объединением немецкой экономики) в этой сфере. На это выделяются значительные бюджетные средства господдержки. Например, в ФРГ

### «Рваный» характер производства солнечной и ветровой электроэнергии, основных европейских ВИЭ, существенно ухудшает условия коммерческого финансирования проектов «зеленого» водорода



РФ – ЕС и/или РФ – Германии, предлагаемую западными партнерами. В этой схеме водород производится в России и экспортируется в ЕС. Так, в качестве «развязки» санкционной эпопеи вокруг «Северного потока-2» некоторыми из них предлагается перепрофилировать строящийся газопровод на экспорт метано-водородной смеси (разные авторы предлагают разные пропорции метана и водорода) или, быть может, построить специально под водород отдельные газопроводы «Северный поток-3» и «Северный поток-4».

Идеологам и сторонникам этой идеи для ее дальнейшего продвижения необходимо показать техническую доступность



Производство возобновляемых источников  
Источник: aa-w / depositphotos.com

(а значит вполне реализуемый характер задачи) дальнего транспорта водорода – из России в Евросоюз. Продвижение этой идеи началось исподволь и довольно заблаговременно, еще до официального обнародования Водородной стратегии ЕС.

### Дальний трубопроводный транспорт H<sub>2</sub>: спорные «за», обоснованное «против»

В апреле 2020 г. ассоциация «Европейский водород» выпустила исследование «Зеленый водород для Европейского зеленого курса. Инициатива 2 X 40 ГВт» [8]. Оно вошло затем своими основными положен-

ниями в Водородную стратегию ЕС. В нем предлагалась дорожная карта развития мощностей по производству возобновляемого H<sub>2</sub> в ЕС к 2030 г. в объемах 40 ГВт установленной мощности электролизеров внутри ЕС и еще 40 ГВт – вне ЕС, в первую очередь в Северной Африке (Марокко) и на Украине. Произведенный внутри и вне ЕС возобновляемый водород должен транспортироваться в Европу по трубопроводам высокого давления – по существующей газотранспортной системе (ГТС), модернизированной под транспортировку H<sub>2</sub>/MBC, или по специально созданным водородопроводам высокого давления.

В июле 2020 г. 11 компаний-операторов ГТС ЕС выпустили исследование «Опорная сеть европейского водорода» [9]. В нем обосновывается необходимость, техническая возможность и экономическая целесообразность создания специализированной инфраструктуры в Евросоюзе для дальнего транспорта H<sub>2</sub>. А в сентябре 2020 г. три германские компании во главе с Siemens выпустили исследование «Инфраструктура H<sub>2</sub> – основа энергоперехода. Практическая адаптация инфраструктуры дальнего транспорта газа под H<sub>2</sub>» [10]. В нем обосновывается модернизация существующей ГТС под дальний транспорт водорода. Однако, на мой взгляд, после внимательного прочтения, оба исследования грешат существенными передержками и внутренними противоречиями [11].

Более того, национальные энергетические регуляторы ЕС считают, что сегодня фактически отсутствует опыт конверсии газопроводов в водородопроводы на уровне газотранспортных систем высокого давления, а подмешивание водорода к метану в ГТС может иметь лишь ограниченные перспективы и временный характер и не может рассматриваться в качестве долгосрочного решения [12–13], тем более для крупномасштабных трансграничных ГТС.

В октябре 2020 г. было объявлено, что эксперты DNV GL изучат потенциал вариантов транспортировки H<sub>2</sub> через 1800 километров региональной и национальной сети высокого давления итальянской ГТС. Цель состоит в том, чтобы определить, можно ли безопасно транспортировать 100 % водорода по сети [14].

Между тем в недавней фундаментальной статье, недвусмысленно озаглавленной «Барьеры реализации водородных инициатив» [15], В. С. Литвиненко с коллегами



Система накопления энергии – одна из необходимых составляющих производства водорода на основе ВИЭ

Источник:  
telemetry.ru

из Санкт-Петербургского горного университета убедительно доказали, что дальний транспорт и хранение H<sub>2</sub>/MBC в газообразном или в сжиженном виде в силу объективных физико-химических причин и нерешенных технических проблем (плотность потока, получаемая энергия из одинакового объема, энергозатраты на сжатие, объемы хранения в сопоставимых емкостях, проблемы водородного охрупчивания и стресс-коррозия) многократно проигрывает по надежности, безопасности, экономике дальнему транспорту и хранению природного газа в газообразном состоянии или в виде СПГ. Таким образом, собрав воедино, обобщив, классифицировав и систематизи-

ровав основные технологические аспекты производства, транспортировки и хранения H<sub>2</sub>, авторы вынесли однозначный вердикт о химико-физической и технологической недопустимости дальнего транспорта H<sub>2</sub>/MBC из России в Европу.

### Альтернативная концепция: чистый водород из российского природного газа в ЕС

План мероприятий Правительства РФ до 2024 г. по развитию водородной энергетики от 12 октября 2020 г. говорит уже не об экспорте водорода, а о создании высокопроизводительной экспортно ориентированной области водородной энергетики. Пункты 39–43 Плана требуют представить предложения по международному сотрудничеству [3]. Это значит, в нем заложено поле для формирования альтернативной модели сотрудничества РФ – ЕС в этой области.

На основе существующих наработок, в том числе «Газпрома» [16–17], [18], предлагаю альтернативную концепцию развития сотрудничества РФ – ЕС в водородной сфере (см. рис. 4). В ее основе – экспорт в Евросоюз как сетевого российского

**Идея поставок в ЕС водородно-метановой смеси потребует полной замены действующей ГТС, что является крайне разорительным мероприятием и будет сдерживать монетизацию крупнейших запасов газа**

природного газа по существующей газотранспортной системе, так и СПГ, а также производство водорода на территории ЕС в районах опережающего роста спроса на водород («водородные долины») пиролизом метана (или сходными технологиями производства «чистого»  $H_2$  без выбросов  $CO_2$ ) в прибрежных и континентальных районах или ПРМ+ССС в прибрежных районах Северо-Западной Европы [11].

### В случае производства водорода методами пиролиза без доступа кислорода, а значит без выбросов $CO_2$ , возможности для производства $H_2$ резко расширяются, особенно в континентальной Европе

В случае поставок СПГ на регазификационные терминалы на побережье Северо-Западной Европы, а также при поставках сетевого газа по газопроводам «Северный поток 1 и 2», для производства водорода методами пиролиза или паровой конвер-

сии метана может использоваться электроэнергия ВИЭ, полученная с «ветровых островов» (ветропарков морского базирования) в Северном море. Выделяемый при паровой конверсии  $CO_2$  может сжигаться с использованием «энергии холода», выделяемой при регазификации СПГ и танкерами, или по существующим, но запущенным в реверсном режиме североморским трубопроводам, поставляться в отработанные месторождения на шельфе Северного моря и для закачки в продуктивные пласты действующих нефтяных месторождений для повышения нефтеотдачи. Последнее актуально в условиях падающей добычи в регионе. В случае производства водорода методами пиролиза без доступа кислорода, а значит без выбросов  $CO_2$ , возможности для производства  $H_2$  резко расширяются, особенно в континентальной Европе.

В этом случае поставляемый по ГТС РФ – ЕС природный газ будет использоваться по трем направлениям:

- 1) в качестве энергоресурса для совершения транспортной работы: для производства метано-водородной смеси на компрессорных станциях ГТС по маршрутам транспортировки российского газа в ЕС и использования данной смеси на этих же компрессорных станциях в качестве то-

Терминал СПГ. Свиноуйсьце, Польша

Источник: telemetry.ru

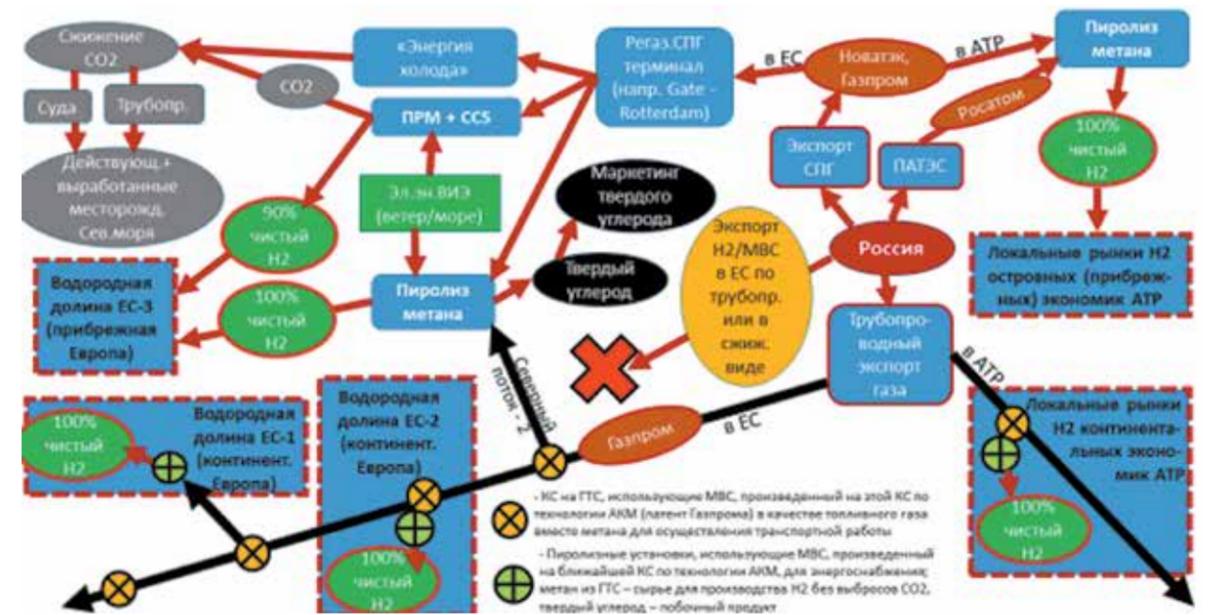


Рис. 4. Альтернативная концепция организации экспортного сегмента водородной энергетики России - на основе «чистого» водорода (без выбросов  $CO_2$  при производстве) из природного газа (видение А. Конопляника)

Источник:  
по данным автора

пливного газа (вместо метана, дает уменьшение выбросов  $CO_2$  на треть [18]) для дальнейшей прокачки газа по сети;

- 2) в качестве энергоресурса для производства «чистого» (без выбросов  $CO_2$ )  $H_2$  из природного газа на пиролизных установках, которые будут построены в непосредственной близости от компрессорных станций в зонах опережающего спроса на водород («водородные долины» ЕС), в масштабах, соответствующих ожидаемому спросу на прилегающей территории этих «долин»;

- 3) в качестве сырья – для пиролизных (и им подобных) установок по производству «чистого» водорода из метана, которые будут расположены вблизи компрессорных станций и нацелены на удовлетворение локального (а не общеевропейского), спроса в рамках ближайших «водородных долин» ЕС. Это позволит минимизировать потребность в дальней транспортировке водорода и в создании новых специализированных транспортных систем.

Предлагаемая альтернативная концепция отражает баланс интересов сторон и дает возможность каждой из трех клю-

чевых технологий производства  $H_2$  найти свою конкурентную нишу в ЕС [16–17]. Она является более дешевым инструментом достижения целей политики декарбонизации. При этом Россия может создать новую спросовую нишу на европейском рынке в рамках своего участия в декарбонизации ЕС. Разработкой и обсуждением этой концепции мы занимаемся в рамках РГ2 КСГ [19].

### На рынках АТР целесообразна схема производства водорода пиролизом из газа как на территории досягаемости российской ГТС (Китай), так и в рамках трубопроводов, заполненных нероссийским газом

На азиатском направлении целесообразна схема производства водорода из природного газа пиролизом на территории досягаемости как российской трубопроводной сети (Китай), так и в рамках трубопроводных систем, заполненных газом

нероссийского происхождения. В этом случае целью должен стать экспорт, в первую очередь, пиролизных технологий. Для этого требуется их ускоренный вывод на пилотные установки модульного типа и последующая коммерциализация с упреждающим продвижением на рынки потенциального применения. Это могут быть как чисто отечественные разработки, так и совместные с зарубежными партнерами. Особый интерес может представлять решение, опирающееся на комбинацию плавучих АЭС (ПАТЭС) и СПГ для производства  $H_2$  у прибрежного потребителя, где СПГ будет сырьем для производства водорода, а ПАТЭС – источником подведенной энергии. Это даст возможность найти новые рынки не только для российского СПГ, но и для ПАТЭС типа «Академик Ломоносов».

Предложенная концепция вписывается в ресурсно-инновационную стратегию развития экономики России, обособленную российскими учеными А. Н. Дмитриевским, А. М. Мастепановым и В. В. Бушуевым [20]. Она предусматривает использование отечественного инновационного потенциала для формирования длинных технологи-



Европа самостоятельно может производить «зеленый» водород на основе собственных ВИЭ

ческих цепочек с их насыщением новыми научно-техническими и технологическими разработками и на их основе – перевод страны на новый технологический уклад

Источник:  
zentilia / depositphotos.com

с иным характером использования энергетических ресурсов страны. Или, как было сказано на конференции «Водород. Технологии. Будущее», для «пересборки

всей энергетики» на новой технологической основе. В конечном итоге, определяющим является не характер энергоресурса (возобновляемый или невозобновляемый, наличие или отсутствие в его химической формуле молекул углерода), а характер его технологического использования, минимизирующий или недопускающий появление тех или иных выбросов (тепличных газов или других, в том числе новых, пока неизвестных) загрязнителей. И здесь у  $H_2$  из природного газа, безусловно, существует своя конкурентная ниша.

Мнения, представленные в данной статье, могут не отражать официальную точку зрения Группы «Газпром» и (или) государственных органов РФ, и ответственность за них несет только автор. Исследование проводится при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках проекта № 19-010-00782 «Влияние новых технологий на глобальную конкуренцию на рынках сырьевых материалов». Все упомянутые работы автора находятся в открытом доступе на его сайте по адресу [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru)

## Использованные источники

1. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 final (URL: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)).
2. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. (URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGV DYT4lgsApssm6mZRb7wx.pdf>).
3. План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 г.». Утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г., № 2634-р (URL: <http://static.government.ru/media/files/7b9bstNfV640nCkkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf>).
4. Dickel R. Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany. // Oxford Institute for Energy Studies (OIES), OIES Paper: NG 159, June 2020 (URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf#page=17&zoom=100,92,440>).
5. Предложения ПАО «Газпром» в рамках процедуры получения комментариев по дорожной карте стратегии Европейского союза в области водорода. Дискуссионный документ. Июнь 2020 г., С.5.
6. Dr. Andreas Bode (Program leader Carbon Management R&D). New process for clean hydrogen. // BASF Research Press Conference on January 10, 2019 / (URL: <https://www.basf.com/global/en/media/events/2019/basf-research-press-conference.html>).
7. Olivier Vidal. Mineral Resources and Energy. Future Stakes in Energy Transition. // ISTE Press Ltd - Elsevier Ltd, UK-US, 2018, 156 pp.
8. Prof. Dr. Ad van Vijk, Jorgo Chatzimarkakis. Green Hydrogen for a European Green Deal. A 2X40Gw initiative. // Hydrogen Europe, 03/2020, 41 pp. (обнародовано 15.04.2020) (URL: [https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Europe\\_2x40%20GW%20Green%20H2%20Initiative%20Paper.pdf](https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Europe_2x40%20GW%20Green%20H2%20Initiative%20Paper.pdf)).
9. European Hydrogen Backbone. How a Dedicated Hydrogen Infrastructure Can Be Created. // Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, July 2020, 29 pp. (URL: [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/)).
10. Peter Adam, Frank Heunemann, Christoph von dem Bussche, Stefan Engelshove, Thomas Thiemann. Hydrogen infrastructure – the pillar of energy transition The practical conversion of long-distance gas networks to hydrogen operation. // Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH, Whitepaper, 2020, 32 pp. (URL: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:3d4339dc-434e-4692-81a0-a55adbcaa92e/200915-whitepaper-h2-infrastructure-en.pdf>).
11. Конопляник А. Поможет ли водород в декарбонизации планеты? От продвижения национальных интересов ЕС – к взаимовыгодному сотрудничеству с Россией. // «Независимая газета», ежемесячное приложение «НГ-Энергия», 19.01.2021, С. 12–13.
12. ACER Report on NRAs Survey - Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations. // ACER, 10.07.2020 (URL: [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20NRAs%20Survey.%20Hydrogen%2C%20Biomethane%2C%20and%20Related%20Network%20Adaptations.docx.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20NRAs%20Survey.%20Hydrogen%2C%20Biomethane%2C%20and%20Related%20Network%20Adaptations.docx.pdf)).
13. When and How to Regulate Hydrogen Networks? "European Green Deal" Regulatory White Paper series (paper #1) relevant to the European Commission's Hydrogen and Energy System Integration Strategies, ACER-CEER, 9 February 2021 (URL: [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Position\\_Papers/Position%20papers/ACER\\_CEER\\_WhitePaper\\_on\\_the\\_regulation\\_of\\_hydrogen\\_networks\\_2020-02-09\\_FINAL.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2020-02-09_FINAL.pdf)).
14. DNV GL проводит исследование водородной готовности газовой сети, 09.10.2020 (URL: <https://hydrogen.team/dnv-gl-provodit-issledovanie-vodorodnoj-gotovnosti-gazovoj-seti/>).
15. Литвиненко В.С., Цветков П.С., Двойников М.В., Буслаев Г.В. Барьеры реализации водородных инициатив в контексте устойчивого развития глобальной энергетики // «Записки Горного института», 2020, Т.244. С. 428–438. DOI: <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.421>
16. Конопляник А. Чистый водород из природного газа – новое перспективное направление сотрудничества России и ЕС. // «Газпром», сентябрь 2020, №9. С. 2-11 (URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2020/pure-hydrogen/>).
17. Konoplyanik A. Decarbonising European Gas: A New EU-Russia Partnership? // "Global Gas Perspectives", 07 July 2020 (URL: <https://www.naturalgasworld.com/gas-decarbonisation-in-europe-80282>).
18. Aksyutin O. (Gazprom): Future role of gas in the EU. Gazprom's vision of low-carbon Energy future. // 33rd Round of Informal Consultations & 26th Work Stream 2 Russia-EU Gas Advisory Council meetings (July 10, 2018, Saint-Petersburg) (URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14646>).
19. Материалы РГ2 КСГ размещаются на сайте Минэнерго России по адресу: <https://minenergo.gov.ru/node/14646>
20. Дмитриевский А.Н., Мастепанов А.М., Бушуев В.В. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России // «Вестник Российской академии наук», 2014, том 84, №10. С. 867–873.

# Перспективы «голубого» водорода в России

## Horizons for the production of blue hydrogen in Russia

Дауддин ДАУДИ  
Студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина  
e-mail: daud.99@mail.ru

D. DAUDI  
Student, Gubkin Russian State University  
of Oil and Gas  
e-mail: daud.99@mail.ru

Григорий РОЖНЯТОВСКИЙ  
Студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина  
e-mail: grinef\_delo@mail.ru

G. ROZHIATOVSKII  
Student, Gubkin Russian State University  
of Oil and Gas  
e-mail: grinef\_delo@mail.ru

Адель ИШМУРЗИН  
Студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина  
e-mail: ishmurzin.adel@gmail.com

A. ISHMURZIN  
Student, Gubkin Russian State University  
of Oil and Gas  
e-mail: ishmurzin.adel@gmail.com

Никита КОДРЯНУ  
Студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени  
И.М. Губкина  
e-mail: kodryanu.n@yandex.ru

N. KODRYANU  
Student, Gubkin Russian State University  
of Oil and Gas  
e-mail: kodryanu.n@yandex.ru

Наталья ПОПАДЬКО  
Доцент кафедры стратегического  
управления ТЭК, к. т. н.  
e-mail: popadko.n@gubkin.ru

N. POPADKO  
Senior lecturer, C.T.Sc., Gubkin Russian  
State University of Oil and Gas  
e-mail: popadko.n@gubkin.ru

Аннотация. В работе была проведена сравнительная характеристика различных видов водорода в качестве энергоносителя и на основе данного анализа была рассмотрена перспектива российского водорода на мировом энергетическом рынке. Была исследована возможность получения водорода методом паровой конверсии метана, с разделением полученного синтез-газа мембранным способом и утилизацией монооксида углерода (CSS) с использованием программы Aspen Hysys.

*Ключевые слова:* газохимия, водород, энергетика, Aspen Hysys, моделирование, паровая конверсия метана, декарбонизация, мембранное разделение.

Abstract. In the article were carried out the comparative characteristics of various types of hydrogen as an energy carrier. Based on this analysis, the horizons of Russian hydrogen in the global energy market were considered. The possibility of producing hydrogen by steam conversion of methane, with the separation of the produced synthesis gas by the membrane method and the utilization of carbon monoxide (CSS) using the Aspen Hysys program, was investigated.

*Keywords:* gas chemistry, hydrogen, power economy, Aspen Hysys, modeling, methane steam reforming, decarbonization, membrane separation.



### На сегодняшний день в России есть возможность наладить производство любого из известных типов водорода по экологической классификации

Мировая энергетика использует множество способов производства и хранения энергии, полученной из различных энергоносителей. К традиционным видам топлива относят углеводороды: уголь, нефть и природный газ. Однако, инициированный Евросоюзом процесс декарбонизации энергетики заставляет искать источники энергии с минимальными выбросами оксидов углерода. Наиболее обсуждаемой заменой традиционным энергоносителям является водород. Основные его преимущества как источника энергии – это обеспечение энергетической и экологической безопасности (в процессе сгорания образуется вода); высокая теплотворная способность по сравнению с углеродными энергоносителями (см. таблица 1) и высокий КПД водородных топливных элементов.



Процесс производства водорода  
Источник: sunhome.ru

На сегодняшний день водород используется в различных отраслях промышленности, в первую очередь в химической (см. рис. 1).

При анализе структуры потребления  $H_2$  можно сделать вывод, что водород используется, в основном, как сырьё для производства других продуктов. В качестве топлива его применение ограничено из-за повышенных требований к условиям производства и хранения. Однако Япония, Великобритания, страны Евросоюза приняли Энергетические стратегии, соглашения и иные документы, в которых планируют

Топливо, кг	Теплотворная способность, МДж/кг
Каменный уголь	30,05
Нефть	46,6
Бензин	47
Природный газ	56
Водород	120,7

Таблица 1. Теплотворная способность энергоносителей

полный отказ от традиционного топлива к 2050 г. [2]. В качестве основного альтернативного энергоносителя эти стратегические документы рассматривают водород. Растет количество соглашений о наращивании производства водорода в различных странах мира. Данный тренд позволяет говорить об увеличении мирового спроса на водород в кратко- и среднесрочной перспективе.

Российский ТЭК может использовать данное окно возможностей для повышения своих конкурентных преимуществ на мировом энергетическом рынке.

### Экономика

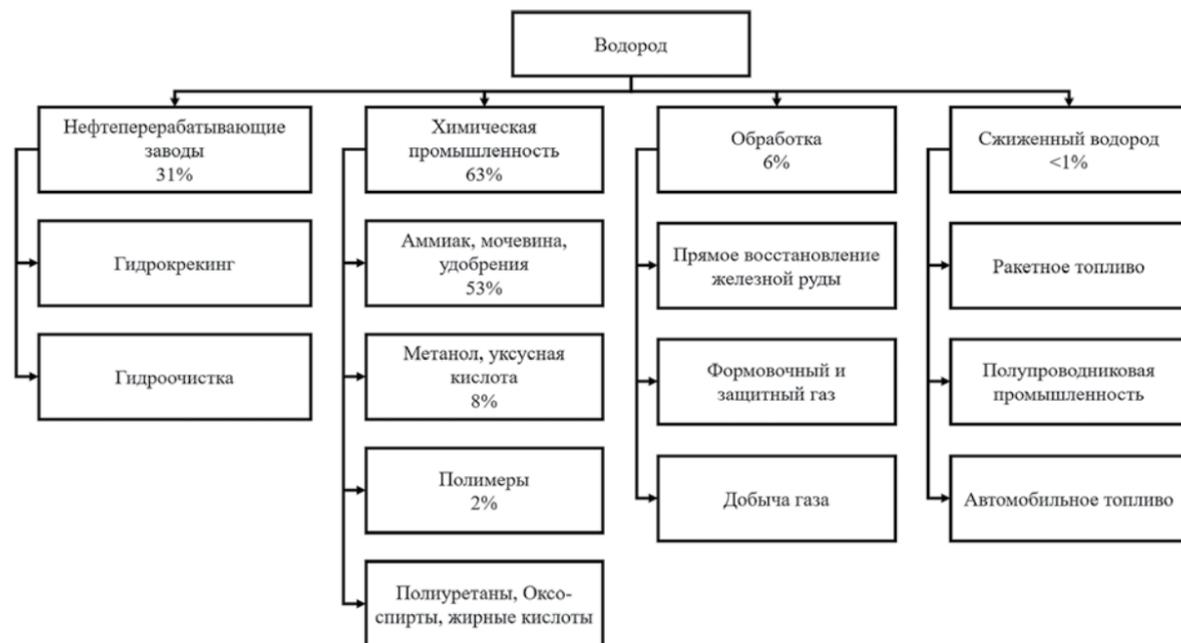
На сегодняшний день в России возможно реализовать производство любого из известных типов водорода по экологической классификации, в первую очередь: «серого», «голубого» и «жёлтого». Каждый из этих видов водорода отличается ме-

тодом производства. «Серый» водород производят из угля (без применения эффективной технологии улавливания или захоронения углекислого газа, который образуется в ходе производства), «голубой» водород получают путём конверсии (при условии применения технологий улавливания и захоронения CO<sub>2</sub>) или пиролиза метана (на текущее время данный способ не нашел широкого применения, но представляется перспективным процессом промышленного производства водорода). «Жёлтый» и «зелёный» водород получают путём электролиза воды, однако, в случае с «жёлтым» водородом в качестве источника энергии используется атомная энергия, а в случае с «зелёным» – энергия, получаемая из возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Производство «зелёного» водорода в России в статье не рассматривается из-за слабо развитого сектора возобновляемой энергетики и больших возможностях в других типах производства. Россия яв-

Рис. 1. Структура потребления водорода

Источник: [1]



Резервуары для хранения водорода

Источник: scanweld.ee

ляется лидером по запасам природного газа, а также обладает развитой атомной энергетикой, в связи с этим, мы предлагаем сравнить: «голубой», «серый» и «жёлтый» водорода. Сравнительная оценка будет проводиться по таким экономико-техническим показателям как стоимость производства и оценка спроса.

Основной показатель, определяющий экономическую целесообразность проекта – это стоимость производства. Экспертная оценка разных типов водорода следующая:

1. «Голубой» водород – от 1,5\$/кг до 2\$/кг [1];
2. «Серый» водород – 1,1\$/кг [2].

**«Голубой» и «серый» водород оцениваются одними и теми же формулами, поскольку имеют похожий компонентный состав. Цена на газ для их производства будет равняться 5,9 руб./м<sup>3</sup>**

Конечная стоимость «жёлтого» водорода, на сегодняшний день, не оценена, потому что технология его производства ещё не утверждена. Для получения данных была проведена собственная оценка стоимости каждого типа водорода, в основе сравнения лежали производственные компоненты, результаты исследования представлены в таблице 2.

Средняя стоимость 1 кг продукции состоит из суммарных затрат на производственные компоненты, в данном блоке будут приведены способы расчёта компонентов для каждого типа водорода.

«Голубой» и «серый» водорода оцениваются по одним и тем же формулам, поскольку имеют похожий компонентный состав. Для начала предлагается оценить стоимость природного газа<sup>[3]</sup>:

$$Ц_{\text{факт}} = \frac{Ц * Q_{\text{р.факт}}}{7900 \text{ ккал/м}^3 \left( 33080 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} \right)}; \text{ где:}$$

Ц<sub>факт</sub> – цена природного газа;  
Q<sub>факт</sub> – фактическая объемная теплота сгорания в ккал/м<sup>3</sup> (кДж/м<sup>3</sup>);

Q<sub>факт</sub> – 98% \* 35 826 кДж/м<sup>3</sup> + 0,5% \* 63 750 кДж/м<sup>3</sup>[4];

Ц – оптовая цена на газ, которая на данный момент составляет 5,56 руб./м<sup>3</sup> (в данном случае цифра берётся, исходя из среднерыночных цен на рынке).

По результатам подсчёта, цена на газ будет равняться 5,9 руб./м<sup>3</sup>.

Следующим важным фактором в формировании стоимости «серого» и «голубого» водорода является водяной пар. Однако, показатели будут разные для разных типов водорода, стоимость считается по формуле:

$$C_e(h_s - h_{fw}) = C_s, \text{ где:}$$

$C_e$  – Стоимость энергии (руб./кВт·ч) – 5,17 р. за кВт·ч [5];

$C_s$  – Удельная стоимость пара (руб./т) – 11236,2 (р./т)

$H_s$  – Энтальпия пара при давлении в котле (кДж/кг) – 11660 кДж/кг;

$H_{fw}$  – Энтальпия питательной воды (кДж/кг) – 15340 кДж/кг.

Таким образом, стоимость пара соответствует значению 11,2 руб./кг.

Для производства «жёлтого» водорода используется деионизированная вода, её стоимость 5 руб./кг (данные о стоимости деионизированной воды основываются на среднерыночной оптовой цене).

**«Серый» водород будет производиться ещё какое-то время, если технологии утилизации оксидов углерода не будут экономически оправданы и тренд на экологичность окажется слабым**



Молекула водорода

Источник: cariforefnormandie.fr

Исходя из нашей оценки можно сделать вывод, что наиболее привлекательным для потребителей по ценовому фактору будет являться «серый» тип водорода, так как он дешевле. А вот «жёлтый» водород вряд ли будет пользоваться спросом на международных рынках, поскольку его цена намного выше конкурентной. Однако, формирование спроса будет зависеть не только от ценового фактора, но и от текущих мировых тенденций, в том числе уровень «экологичности» конечного продукта. Был проведён анализ по количеству выбросов при производстве каждого типа производства. Исходя из этого был получен коэффициент понижения или повышения спроса на каждый тип водорода, данный коэффициент представлен в таблице 3.

Таблица 2. Подсчёт себестоимости производства 1 кг водорода по известным качественным показателям

Тип водорода	Необходимое сырьё на 1 кг продукции	Количество необходимой энергии на 1 кг продукции, кВт·ч	Средняя стоимость 1 кг водорода, \$/кг
«Голубой»	природный газ (4,15 м <sup>3</sup> /ч) (98,5 % метана состав газа); водяной пар (7,47 м <sup>3</sup> /ч)	16,719	2,04 <sup>1</sup>
«Серый»	Природный газ (4,15 м <sup>3</sup> /ч) (98,5 % метана состав газа); водяной пар (7,47 м <sup>3</sup> /ч)	13,719	1,8
«Жёлтый»	Деионизированная вода – 10 кг	58,41	4,7 <sup>2</sup>

<sup>1</sup>  $(C_{\text{факт}} \cdot Q_{\text{факт}}) / \rho + C_s \cdot Q_{\text{факт пар}} + Q_{\text{энерг}} \cdot C_{\text{энерг}} = C_{\text{сред}} \cdot P$ , где:  $P$  – плотность

<sup>2</sup>  $Q_{\text{воды}} \cdot C_{\text{воды}} + Q_{\text{энерг}} \cdot C_{\text{энерг}} = C_{\text{сред}} \cdot P$

Тип водорода	Коэффициент спроса	Стоимость на единицу продукции после учёта коэффициента
«Голубой»	1	2,04
«Серый»	Коэф. пониж. 0,6	3
«Жёлтый»	Коэф. повыш. 1,4	2,9

Таблица 3. Оценочный коэффициент понижения спроса и его учёт в стоимость на единицу продукции

Таким образом, при учёте трендов (в том числе экологического воздействия на окружающую среду), мы видим уже явное преимущество «голубого» водорода по отношению к конкурентам. Также важно отметить, что мы анализируем именно стоимость производства, на самом же деле продаваться водород потребителям будет по более дорогой цене, чтобы проект был рентабелен. На данный момент не существует данных о приблизительном спросе на каждый из типов водорода, однако, по нашей оценке, процентное соотношение рынка будет выглядеть, как представлено на рис. 2.

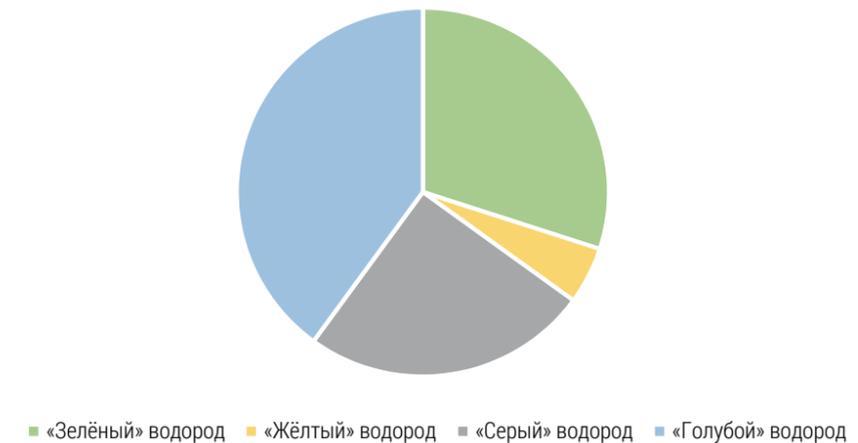
**Наиболее привлекательным для потребителей по цене является «серый» H<sub>2</sub>, так как он дешевле. А вот «жёлтый» водород вряд ли будет пользоваться спросом на рынках из-за неконкурентной цены**

Для получения данных по производству «серого» и «голубого» водорода была смоделирована технология паровой конверсии природного газа с разделением оксидов углерода в программе Aspen Hysys [6], так как в нашем примере отличие «серого» и «голубого» водорода заключается только в использовании технологии утилизации оксидов углерода.

### Моделирование установки парового риформинга метана с выделением водорода

Моделирование технологической схемы установки паровой каталитической конверсии проводилось нами в профильном программном обеспечении Aspen HYSYS при помощи термодинамического пакета Peng-Robinson и соответствующего набора химических реакций. В модели задавался состав исходной газовой смеси, представленный в таблице, наборы конверсионных реакций и расход сырьевого потока – 14500 м<sup>3</sup>/ч, поток перегретого водяного пара для паровой конверсии с расходом 26090 м<sup>3</sup>/ч. Соотношения материальных потоков (пара к сырью 2:1) регулируются с помощью оператора SET. Для удовлетворения температурным требованиям про-

Рис. 2. Процентное соотношение спроса на водород



Компонент	% моль
Азот – N <sub>2</sub>	0,0087
Диоксид углерода – CO <sub>2</sub>	0
Метан – CH <sub>4</sub>	0,9872
Этан – C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,004
Пропан – C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0001
и-Бутан – i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0
н-Бутан – n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0
и-Пентан – i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0
н-Пентан – n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0
Угарный газ – CO	0
Водород – H <sub>2</sub>	0
Вода – H <sub>2</sub> O	0

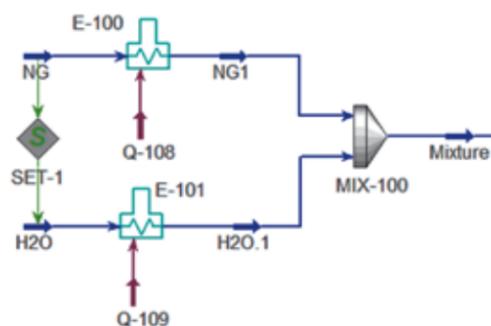
Таблица 4. Исходные данные по составу компонентной смеси

цесса в модели были созданы нагреватели потоков пара и газа, после которых данные потоки смешиваются и идут в конвекционную зону. Данные части модели представлены на рис. 3 и 4.

### Производство «зелёного» водорода в России не рассматривается из-за слабо развитого сектора возобновляемой энергетики и больших экономических возможностях других типов производства H<sub>2</sub>

После этого была смоделирована реакционная зона печи, состоящая из трёх последовательных реакторов конверсии с котлами-утилизаторами, представленными на рис. 5, через которые проходит поток.

Рис. 3. Блок нагрева и смешения сырья с водяным паром



После, газ проходит через блок разделения водорода от оксидов углерода и непрореагировавших компонентов, представленный на рис. 6. Данный блок состоит из сепарации, абсорбции и мембранного разделения прореагировавшей смеси. Мембранное разделение было сделано и с использованием аппарата Component Splitter, где был задан перепад давления на мембране 0,4 МПа.

Была получена модель паровой конверсии природного газа с блоком выделения водорода из синтеза-газа (состав синтез-газа показан в таблице 5), представленная на рис. 7. Данная модель позволяет получить материальный и тепловой балансы процесса, а также получение геометрических показателей аппаратов, использованных в модели.

### Вывод

В результате выполнения данной работы с помощью модели была получена информация и был проведен сравни-

Рис. 4. Конвекционная камера реакционной печи

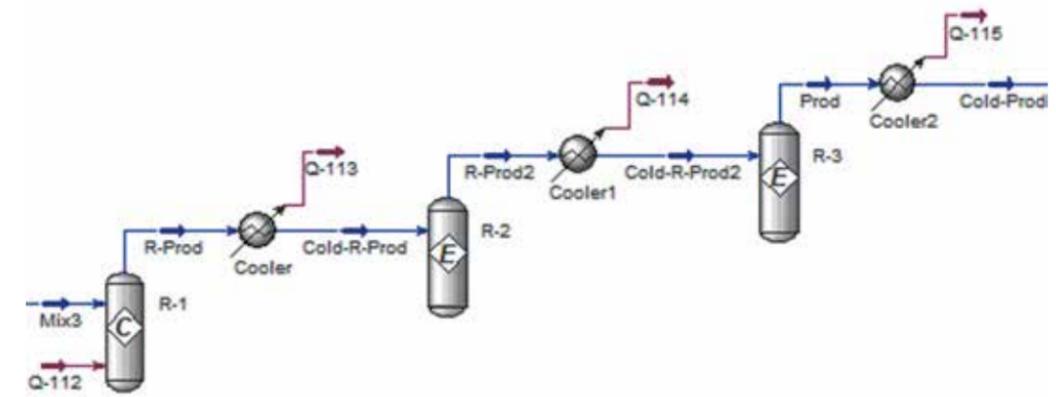
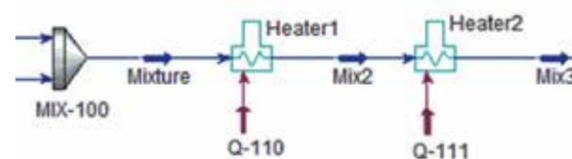


Рис. 5. Зона радиации печи каталитической конверсии метана

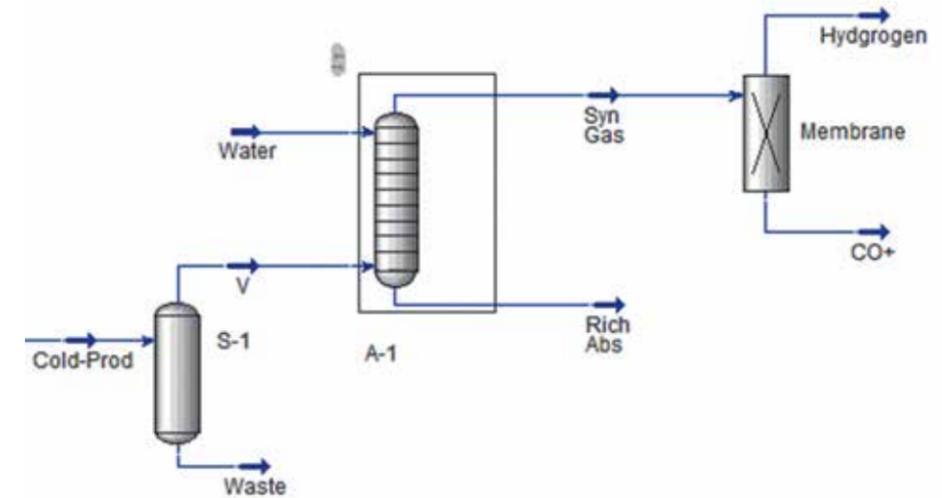


Рис. 6. Стадия сепарации, абсорбции и мембранного разделения синтез-газа

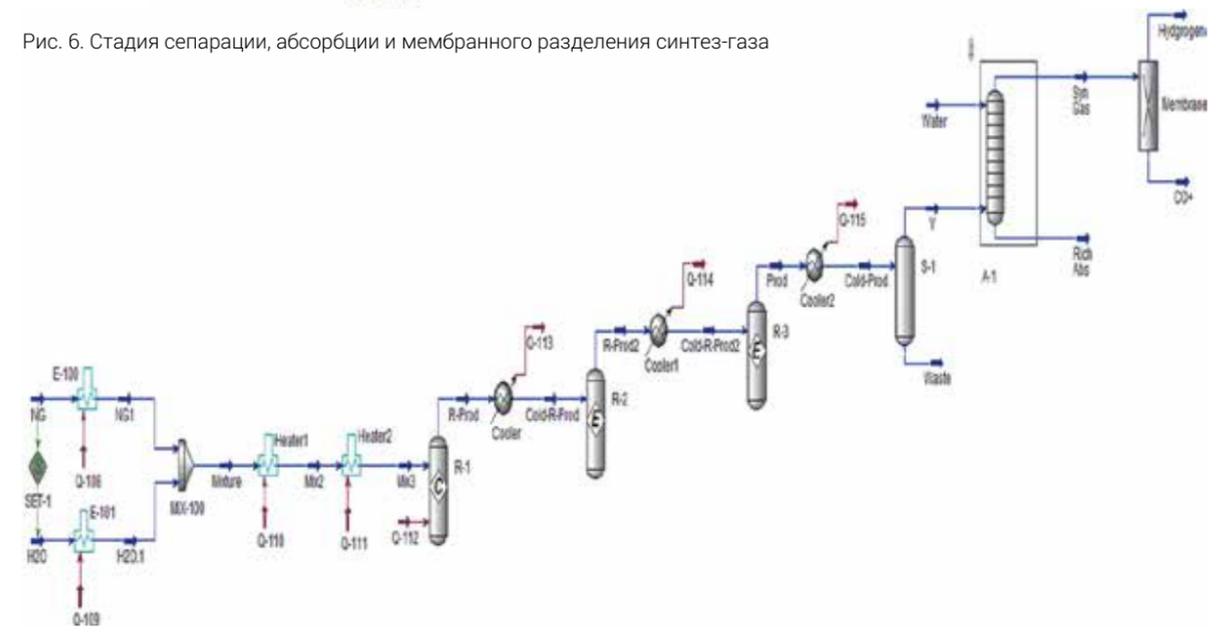


Рис. 7. Технологическая схема паровой каталитической конверсии метана с конечным получением водорода

тельный экономический анализ разных типов водорода, благодаря чему был сделан прогноз структуры спроса на будущем мировом рынке водородного энергоносителя. По нашему прогнозу можно сказать, что «зелёный» водород вместе с «голубым» водородом займёт лидирующие позиции на мировом рынке, а большую долю спроса он будет составлять на европейском рынке. «Серый» водород будет производиться ещё какое-то время, если технологии утилизации оксидов углерода не будут экономически оправданы и тренд на экологичность окажется слабым. «Голубой» водород будет сохранять в ближайшее время первые позиции за счёт менее энергоёмкой технологии производства водорода методами конверсии и пиролиза углеводородов.

Мы считаем, что сценарий развития «голубого» водорода является наиболее перспективным для России за счёт богатой сырьевой базы и значительного опыта предприятий в производстве синтез-газа методом паровой конверсии метана. Благодаря использованию данной технологии есть потенциал развития производства дешевого «голубого» водорода в больших количествах с использованием мембранной технологии отделения оксидов углерода от полученного водорода.



Таблица 5. Компонентный состав синтез-газа

Компонент	% масс
Азот – N <sub>2</sub>	0,0175
Диоксид углерода – CO <sub>2</sub>	0,0001
Метан – CH <sub>4</sub>	0,3487
Этан – C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0101
Пропан – C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0002
и-Бутан – i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0001
н-Бутан – n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0
и-Пентан – i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0
н-Пентан – n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0
Угарный газ – CO	0,1358
Водород – H <sub>2</sub>	0,4821
Вода – H <sub>2</sub> O	0,0055

Производство водорода из метана наиболее перспективно для РФ

Источник:  
34651047\_xl-2015 / Depositphotos.com

### Использованные источники

1. Источник с нулевым выбросом. – URL: <https://rg.ru/2020/11/25/rossia-vyjdet-na-mirovoj-rynok-vodoroda.html>
2. Что такое низкоуглеродная энергетика, сколько стоит водород и когда мировая экономика станет водородной? – URL: <https://oilcapital.ru/article/general/10-09-2020/vodorod-eroha-vozhrozhdeniya>
3. Цены на газ для промышленных потребителей. – URL: <http://gas-kostroma.ru/clients/cprice.html>
4. Экспериментальные и расчетные значения теплотворной способности. – URL: [http://chemanalytica.com/book/novyye-spravochnik\\_khimiya\\_i\\_tekhnologiya/12-obshchie-svedeniya/6087](http://chemanalytica.com/book/novyye-spravochnik_khimiya_i_tekhnologiya/12-obshchie-svedeniya/6087)
5. Россия обошла США и догоняет Европу по реальной стоимости электроэнергии. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4187282>
6. Обзор систем моделирования и инженерных расчётов, применяемых в нефтегазовой отрасли. – URL: <http://sfsamgtu.com/epa/docs/ITIOvNGO/4.2.pdf>

# Три ловушки российской водородной стратегии

## Three pitfalls of the Russian hydrogen strategy

Дмитрий ХОЛКИН  
Директор инфраструктурного центра  
«Энерджинет»  
e-mail: dvh@internetofenergy.ru

Dmitry KHOLKIN  
Deputy leader (co-head) of the working group,  
Head of the EnergyNet Infrastructure Centre  
e-mail: dvh@internetofenergy.ru

Игорь ЧАУСОВ  
Руководитель аналитического  
направления, инфраструктурный центр  
«Энерджинет»  
e-mail: oyuncu@inbox.ru

Igor CHAUSOV  
Head of analytical department,  
EnergyNet Infrastructure Centre  
e-mail: oyuncu@inbox.ru

Водородные технологии могут снизить затраты на энергообеспечение удаленных регионов, например о. Кунашир, Курильские острова

Источник:  
kurilnews.ru



Аннотация. В статье проанализированы три ключевых риска, или ловушки российской водородной стратегии: неготовность предпринимать практические шаги до наступления определенности на рынке, следование старым шаблонам устройства нефтегазовой отрасли при построении новой отрасли водородной энергетики и редукция амбиций и масштаба стратегического действия. Предложены способы преодоления этих рисков за счет формирования водородных кластеров как территорий опережающего развития уклада водородной энергетики и использования механизма частно-государственных проектных консорциумов.

*Ключевые слова:* водородная энергетика, стратегическое действие, декарбонизация, углеродно-нейтральная экономика, территориальный кластер, частно-государственное партнерство, проектный консорциум.

Abstract. Three main risks ("traps") of Russian hydrogen strategy are investigated. These are a) the unreadiness to take practical steps before market certitude would be achieved, b) old oil & gas framework templates following when forming a hydrogen energy architecture, and c) reduction of strategic ambitions and actions scale. Ways to these risks negotiation by hydrogen clusters (hubs) construction, hydrogen economy advanced development areas and public private partnership forming are proposed.

*Keywords:* hydrogen economy, hydrogen energy, strategy, decarbonization, zero-net economy, business cluster, public private partnerships, project consortium.



## Перспективы мирового рынка H<sub>2</sub> остаются туманными как в части оборота, так и в части сроков выхода на заявленные объемы потребления

### Введение

Россия с прошлого года активно включилась в ренессанс практического интереса к водороду, стремительно захвативший в последнее время мир. Она заявила как о своих амбициях на роль одного из ключевых поставщиков водорода для нового глобального рынка, так и о намерениях по достижению научно-технического лидерства по целому ряду водородных технологий с прицелом в перспективе на экспорт высокотехнологичного оборудования. Впрочем, вопрос развития внутреннего рынка водорода также не остался без внимания

отечественных программно-стратегических документов.

Если водород действительно займет важное место в деле декарбонизации мировой экономики, особенно у наших торговых партнеров из ЕС, а, по всей вероятности, так и случится, то Россия с учетом ее возможностей должна принять участие в разделе нового большого рыночного «пирога». В противном случае нас ждут, как минимум, потери в виде упущенной выгоды, как максимум – снижение доходов от продажи углеводородов.

Настолько же многообещающей, насколько и рискованной, водородная энергетика может оказаться полезна внутри России. Во-первых, российским предприятиям стоит присмотреться к водородным технологиям, экспортирующим продукцию с большим углеродным следом в силу перспективы введения ЕС «трансграничного углеродного регулирования». Во-вторых, водород, чистый или как компонент газомоторного топлива (метан-водородной смеси), вполне может оказаться экономически привлекательным и для транспорта, и для использования в ЖКХ в некоторых регионах, например, на Сахалине. Наконец, накопление энергии ВИЭ в виде водорода позволит существенно (по некоторым оценкам, на 15–20 %) снизить затраты на энергообеспечение на множестве изолированных

территорий страны, особенно – в Арктике, на Камчатке, Курилах, в Иркутской и Томской областях, в Якутии.

В утвержденной распоряжением правительства от 9 июня 2020 года № 1523-р «Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года» обозначена достаточно масштабная цель за ближайшие 15 лет нарастить практически отсутствующий сегодня экспорт водорода до 2 млн тонн в год. План мероприятий по развитию водородной энергетики в РФ до 2024 года, утвержденный распоряжением правительства от 12 октября 2020 года № 2634-р, детализирует эту цель и предлагает развивать в России очень широкий круг про-

двину и поставкам низкоуглеродного и безуглеродного водорода, создаваемых в контексте политики декарбонизации мировой экономики. При этом, она в значительной степени ориентирована на производство водорода из природного газа или на базе АЭС и не дает очевидного ответа на вопрос, как будет удовлетворен запрос потенциальных покупателей на «зеленый» или хотя бы декарбонизированный («голубой») водород. Эта стратегия скорее вписывает Россию с ее огромными запасами дешевых углеводородов в стремительно возникающий мировой водородный контекст, обосновывая сохранение привлекательности этих ресурсов, чем предлагает российскую



Сахалин может стать одним из центров производства водорода в РФ. Порт Корсаков, Сахалин

Источник:  
depositphotos.com

ектов и технологий от электролиза воды до использования метан-водородных смесей. В настоящее время заканчивается подготовка концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации – документа, определяющего более детально и конкретно приоритеты и необходимые для их реализации мероприятия.

Российская водородная стратегия формируется в реактивной логике как ответ на стремительное появление множества национальных и международных концепций, планов и программ развития водородного общества, а также на запуск десятков пилотных проектов по производ-

заявку на лидерство в новой углеродно-нейтральной мировой экономике.

Возможности выхода на более смелые позиции, претендующие не на продление существующего нефтегазового статус-кво, а на российский вариант энергетического перехода за пределами «формулы 3D», авторы этой статьи видят в предложенной нами «формуле 3С» энергетического будущего, базирующегося на принципах обеспечения, организации и соразвития. На наш взгляд, водород как новое универсальное топливо и базовый ресурс для множества отраслей отвечает этим принципам и является одним из ключевых средств



Рис. 1. Предварительная оценка стоимости водорода (LCOH) к 2040 году при разных вариантах производства и экспорта из России, долларов за кг водорода

Источник:  
анализ ИЦ «Энерджинет»

перехода к миру «цветущей сложности» [1]. В рамках этой статьи мы хотели бы рассмотреть важные риски, скрытые ловушки и подводные камни, которые могут встретиться на пути формирования и реализации российской водородной стратегии.

### Хочешь мира – готовься к войне

Первая «ловушка», в которую может попасть российская водородная стратегия, – это доминирующее мнение, что принимать стратегические решения, в том числе по запуску пилотных проектов и инвестициям в водородную энергетику, нужно только после того, как возникнет полноценный водородный рынок и определится его устройство и параметры спроса.

Несмотря на, казалось бы, решительное набирающее обороты развитие водородной экономики за рубежом и превращение водорода в один из ключевых элементов стратегий, программ, планов и проектов построения углеродно-нейтральной экономики будущего, перспективы глобального водородного рынка остаются по-прежнему туманными как в части объемов торговли водородом, так и в части сроков выхода экономик стран-лидеров водородного движения на соответствующие объемы потре-

бления  $H_2$  в энергетике, транспорте, в промышленности и ЖКХ. Да, только за прошлый год были опубликованы водородные стратегии ЕС, Германии, Франции, Бельгии, Нидерландов и Канады, дополнившие более ранние документы Японии и Австралии. На подходе водородные дорожные карты Великобритании (на основе «10 пунктов Джонсона»), США, Испании и Италии. Тем не менее, все эти документы не позволяют однозначно и уверенно ответить на вопрос, сколько водорода эти страны будут покупать через 10 или 15 лет, не будет ли почти весь водород производиться внутри тех экономик, в которых он же будет и потребляться, будет ли этот водород обязатель-

**Водородный совет прогнозирует, что рынок  $H_2$  к 2040 г. превысит современный рынок нефти и достигнет 2 трлн долларов. Более консервативные оценки предполагают его рост до 70–160 млрд долларов**

но «зеленым», или «желтый» и «голубой» водород сохраняют за собой сильные позиции на рынке, при каком уровне цен на водород установится равновесие на рынке, и какой будет конструкция этого рынка.

Принципиальная неопределенность нового водородного рынка возникает сразу по четырем параметрам:

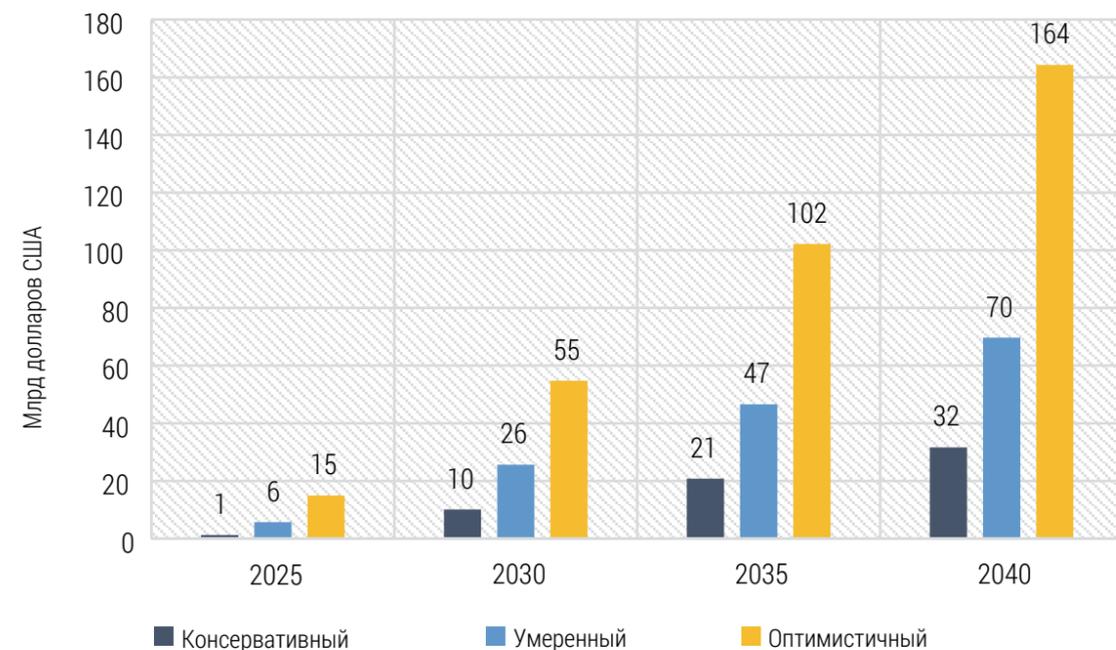
1. Объему рынка водорода и водородных технологий, определяемого ростом спроса на него.
2. Объемам и географии трансграничной торговли водородом, которые определяют глобальный, региональный или локальный характер рынка.
3. Требованиям к товарному водороду в части величины углеродного следа и наличия гарантии происхождения, которые могут очень существенно изменять соотношение между «зеленым» (с помощью ВИЭ), «желтым» (с помощью АЭС) и «голубым» (из газа) водородом на рынке и географию поставок.
4. Требованиям к форме хранения и перевозки товарного водорода (трубопроводная смесь с газом, криогенный сжиженный водород, а может быть, и аммиак), которые будут задаваться в том числе инфраструктурой на стороне покупателей и тем, как водород будет использоваться.

## Глобальный характер рынка H<sub>2</sub> и участие в нем ЕС как импортера находится под сомнением в силу масштабных планов производства «зеленого» водорода в Германии, Нидерландах, Великобритании

Оценки величины рынка сильно разнятся в зависимости от того, насколько оптимистичный у их авторов взгляд на возможности водорода потеснить традиционное энергетическое сырье. Водородный совет прогнозирует, что этот рынок к 2040 году достигнет без малого 2 трлн долларов – это больше сегодняшнего рынка нефти [2]. Более взвешенные и консервативные оценки, на которых основана австралийская стратегия, говорят о том, что к 2040 году рынок торговли водородом (без учета сегодняшнего потребления) вырастет до 70–160 млрд долларов в год [3]. При этом до 2030 года аналитики не склонны показывать большие объемы рынка, перелом к быстрому росту наступает ближе к концу 20-х или даже се-

Рис. 2. Прогноз мирового рынка водородного топлива, млрд долларов США в год

Источники: ACIL ALLEN Consulting, анализ ИЦ «Энерджинет»



Linde открывает собственную водородную заправочную станцию недалеко от Мюнхена

Источник: linde-gas.ru

редине 30-х годов. Но и при таких условиях за новый, еще мифический рынок намерены побороться Австралия, Нидерланды, Великобритания, Канада и Катар.

Глобальный характер будущего рынка, а особенно участие в нем стран ЕС в качестве импортеров, также находится под сомнением в силу масштабных планов производства «зеленого» водорода электролизом на базе мощностей ВИЭ в основных потенциальных центрах потребления водорода – Германии, Нидерландах, Великобритании, которые намерены использовать

ветровую генерацию. Южная Европа – Испания и Италия – рассчитывают на получение электролизного водорода с использованием солнечной генерации. Годовую потребность стран-импортеров в покупке водорода из-за рубежа Инфраструктурный центр «Энерджинет» на основе заявленных зарубежных программ и планов оценивает в 25 млн тонн к 2040 году, что определяет рынок в размере 80–90 млрд долларов. Но на этом рынке, видимо, развернется серьезная конкуренция между глобальными (например, Австралия, Саудовская Аравия) и региональными (например, Испания, Чили) игроками [4].

Тем не менее, промедление с реализацией собственного видения этого рынка, выраженного в инициативных проектах производства, транспортировки, поставок и использования водорода смерти подобно, поскольку ответы на все перечисленные вопросы формируются действиями самих игроков нового рынка, определяются в борьбе национальных и корпоративных стратегических видений и проектов. Как видно из перечисления стран, запустивших свои водородные программы, число таких игроков только за последний год выросло

**По оценке KPMG, «углеродные пошлины» могут стоить российской экономике 3–7 млрд долларов в год, а по оценке VCG издержки нефтегазовой отрасли могут достигнуть 1,5–2,5 млрд долларов в год**

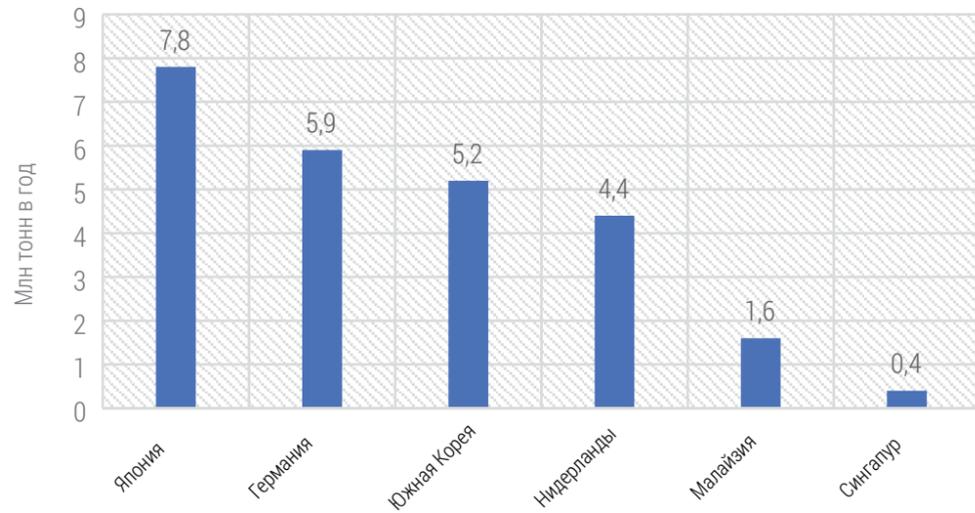


Рис. 3. Ожидаемый прирост импорта водорода к 2040 году (к показателям 2020 года), млн тонн в год

Источник: анализ ИЦ «Энерджинет»

чуть ли не в 10 раз. В условиях высокой неопределенности будущего выигрывает не тот, кто ждет, пока ситуация прояснится, а тот, кто действует и сам формирует новый рынок за счет пилотных проектов и выстраивания цепочек от производства до потребления.

Пилотные проекты, особенно осуществляемые в международной кооперации с потенциальными будущими партнерами на рынке, – это мощный метод коммерческой разведки и «пробрасывания» себя в будущее, продвижения своей конструкции рынка. Ими нужно заниматься как комплексными площадками формирования и предъявления рынку необходимых для работы на нем компетенций.

Немаловажным фактором, делающим реактивную и выжидательную позицию опасной, является обещанное ЕС «трансграничное углеродное регулирование» – пошлины на продукцию, имеющую углеродный след, например такую, при производстве которой использован уголь или газ. По оценке KPMG эти новые «углеродные пошлины» могут стоить российской экономике 3–7 млрд долларов в год [5], а по близкой к этому оценке VCG нефтегазовая промышленность может получить дополнительные таможенные издержки в размере 1,5–2,5 млрд долларов в год, азотная промышленность – 1,5–2,3 млрд долларов в год и черная металлургия – 0,4–0,6 млрд долларов в год [6]. Используя

водород при производстве чугуна, стали, аммиака, а также цемента, стекла и многих других товаров, российские компании получили бы козырь в борьбе с конкурентами на рынке ЕС.

проекты, проясняющие и в определенной степени формирующие дизайн нового рынка.

### Генералы готовятся к прошлой войне

Вторая возможная ошибка при выборе стратегических путей создания водородной энергетики состоит в решении строить эту новую отрасль по старым лекалам нефтегазовой сферы. Это будет попытка влить молодое вино в старые меха.

Несмотря на кажущуюся очевидность того, что водородная энергетика и глобальный рынок водорода будут перенимать отраслевую структуру и модель у газовой отрасли, это совершенно не так. Из виду упускается существенное отличие: производство «зеленого» водорода не привязано к источникам сырья и может осуществляться везде, где электроэнергия может быть получена на основе ВИЭ. Более того, выигрыш в себестоимости централизованного производства водорода будет компенсироваться проигрышем сложной логистики и транспортировки на большие расстояния. Предсказать, какая из архитектур водородной энергетики – централизованная или распределенная – победит, сейчас невозможно. Ситуация во многом напоминает не формирование нефтегазовой отрасли в первой половине XX века, с ее характерной привязанностью к месторождениям, а идущую сейчас децентрализацию электроэнергетики, мощное наступление распределенной энергетики. В итоге возникает новая архитектура,

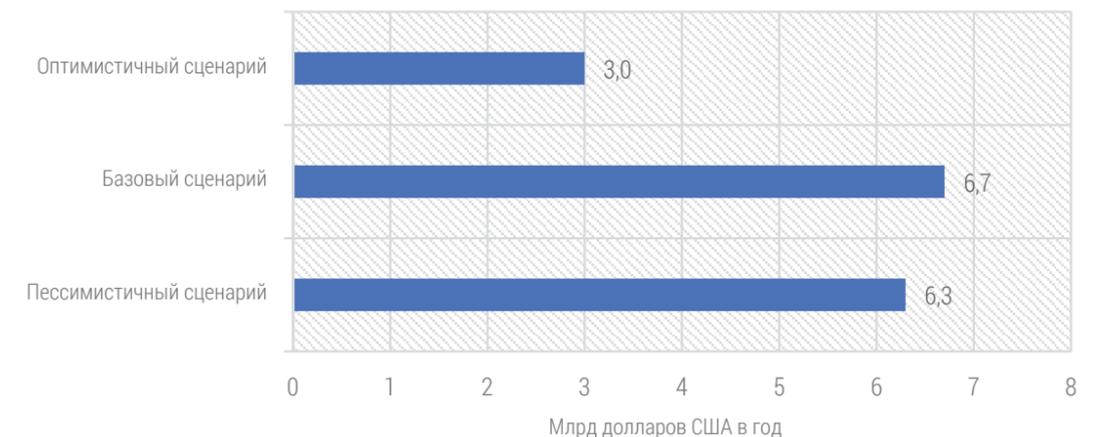
### Водородная энергетика может иметь сложную «органическую» форму, при которой сосуществуют крупные производства $H_2$ на базе газа и ВИЭ, а также много мелких производителей «зеленого» водорода

Кроме того, приход администрации Байдена означает, во-первых, возможность возникновения евро-атлантического климатического альянса двух «зеленых сделок»: социал-демократической инициативы Green New Deal в США и принятой за основу плана посткоронавирусного восстановления экономики ЕС European Green Deal. Во-вторых, может возродиться гигантский геоэкономический проект трансатлантического и транстихоокеанского торговых «колец» времен администрации Барака Обамы, и пространство выбора торговых партнеров начнет резко сужаться.

Вывод напрашивается сам собой: России критически важно осуществить мобилизационный подход к развитию водородной отрасли и превентивно реализовывать

Рис. 4. Потенциальные потери России от введения «углеродных пошлин» до 2030 года, млрд долларов США в год

Источник: KPMG



Toshiba, водородная энергетика

Источник: Habr.com





Установка по производству водорода, США

Источник: keywordbasket.com

в которой формируется баланс между централизованными и децентрализованными мощностями, магистральными перетоками и локальными балансами энергии и мощности. Но, в отличие от электроэнергетики, децентрализация которой происходит в условиях уже сложившейся централизованной отрасли, созданной много десятилетий назад без учета появившихся с тех пор технологических возможностей, водородной энергетики как мировой отрасли и глобального рынка еще нет, и она может быть как рационально спроектирована, так и сложиться в результате сложного противоборства разных подходов. Важно, что эта архитектура может быть принципиально иной, чем у нефтегазовой отрасли, и в части производственно-технологической структуры, и в части принципов территориального размещения мощностей, и в части конструкции рынка.

С нашей точки зрения, архитектура водородной энергетики с самого начала должна иметь более сложную «органическую» форму, которая позволяет эффективно сосуществовать крупным производствам  $H_2$  из газа и на базе ВИЭ с множеством мелких производителей «зеленого» водорода, приближенным к потребителям, а магистральным потокам водорода,

обеспечиваемым морскими перевозками и трубопроводами, работать наравне с распределенной и локальной логистикой водорода в рамках системы, объединенной стандартами и инфраструктурными интерфейсами.

### **Водородный рынок только первое время будет развиваться по шаблону нефтегазового аналога, но в дальнейшем проявятся какие-то новые его формы, базирующиеся на технологических преимуществах**

Идея такой архитектуры водородной энергетики состоит в достижении большого разнообразия сосуществующих и конкурирующих производителей водорода, которые могут иметь принципиально разный масштаб – от крупнотоннажных промышленных мощностей, использующих электролиз на базе оффшорных ве-

тропарков или пиролиз природного газа, до небольших заправочных станций или магазинов, производящих водород с использованием электролиза и солнечных панелей для собственных нужд, заправки автомобилей и продажи соседним домохозяйствам. Реализация такой архитектуры потребует достаточно сложной и многоплановой инфраструктуры и системы хранения и транспортировки водорода, которая становится ключевым звеном водородной энергетики. В этой инфраструктуре должны совмещаться крупнотоннажный шиппинг (рассчитанный на доставку тысяч тонн продукта за рейс) с удобной перевозкой и дистрибуцией небольших объемов водорода (рассчитанной на несколько тонн

как во множестве отраслей – в промышленности, на разных видах транспорта, в электро- и теплоэнергетике – так и множеством разномасштабных потребителей, которые имеют статус «водородных просьюмеров».

В этой связи разумной стратегией является смена принципа действия с ресурсного на технологический. Целесообразно формировать и развивать компетенции создания полноценного уклада водородной экономики на территории. Необходимо собирать техно-производственный пакет от производства «зеленой» энергии и водорода на ее базе до применения  $H_2$  во всевозможных областях промышленности, транспорта, энергетики. Этот подход



Рис. 5. Архитектура водородной энергетики как кросс-секторальной интеграции отраслей

Источник: IEA

за рейс), причем распределительные потоки водорода должны иметь возможность перевозить его от любого, даже самого маленького производителя, как до такого же как он небольшого потребителя, так и до узла инфраструктуры, где этот водород можно будет включить в более крупное хранилище или транспортный поток. Это, в частности, означает, что основой транспортировки водорода станут криогенные технологии, жидкие органические носители и/или аммиак. Наконец, потребление водорода в такой архитектуре осуществляется

хорошо вписывается в концепцию ЗС-энергетики, так как предполагает преобразование энергии в различные формы и её двустороннее движение, достигает высокой эффективности при согласованной работе большого количества распределенных объектов и элементов инфраструктуры, создает новые возможности для развития уклада жизни и экономического освоения новых территорий. Примечательно, что этот подход уже пробуют на практике наши австралийские коллеги, например Fortescue Metals Group [7].

## Размах на рубль, а удар на копейку

Третьим «подводным камнем» для водородной стратегии может оказаться слишком долгое планирование стратегического действия, изучение темы и оценки инвестиционных возможностей, реализации других предварительных мероприятий. При этом будет возникать эффект отложенного действия, которое может в итоге никогда и не случиться или случиться в упрощенной форме, не дающей масштабного эффекта для общества.

Такое отложенное и редуцированное действие возникнет в том случае, если развитие водородной энергетики в России будет полностью отдано на откуп корпорациям. Исходные амбиции по построению новой отрасли с высокой степенью вероятности утонут в корпоративных процедурах и инвестиционной осторожности, масштаб проектов снизится, их реализация растянется на многие годы. В результате, вместо мультипликативного эффекта возникновения нового направления масштабного экспорта водорода и нового российского рынка водородных технологий и решений будет получен лишь локальный эффект сдержанных инвестиционных или даже только опытных, полигонных проектов.

Средством преодоления этого риска выступает механизм проектных частно-государственных консорциумов, которые должны формироваться на площадках территориальных водородных кластеров.

### Производство «зеленого» водорода не привязано к источникам сырья, его можно наладить везде, где электроэнергия может быть получена из ВИЭ. Это позволит компенсировать затраты на логистику

Особенностью проектного консорциума как формы организации и управления территориальным водородным кластером является сочетание в рамках такого консорциума четырех позиций и интересов:

- федеральной власти, определяющей стратегические, общественные цели создания кластера и требования к нему, и предоставляющей соответствующую государственную поддержку;



Австралийское судно-первозчик водорода

Источник: newatlas.com

- региональной власти, определяющей интересы и запросы территории, в первую очередь, в появлении активов, означающих развитие экономики, налоговые поступления и появление рабочих мест, и предоставляющей соответствующие региональные ресурсы;
- корпораций, реализующих свой коммерческий интерес к осуществлению инвестиционно-привлекательных проектов в рамках кластера, и обеспечивающих как финансирование, так и выполнение работ по созданию активов в составе кластера;
- научно-технических центров компетенций, обеспечивающих технологическую экспертизу и необходимые технические решения как на основе трансфера технологий, так и на основе отечественных разработок.

Сборка этих позиций в работающую структуру, их координация – задача независимого офиса консорциума, назначаемого или нанимаемого управляющим советом в составе представителей перечисленных позиций. Независимый офис консорциума – профессиональная позиция, занимающаяся управлением и согласованием требований к проектам и активам внутри

кластера и их реализацией, а также формированием единой и общей инфраструктуры кластера – научными изысканиями, стандартизацией, технической и кадровой политикой, международным представительством и так далее.

Механизм проектных консорциумов активно используется в мировой практике. В Японии – пионере новой волны водородной энергетики – этот механизм является основой для реализации ряда пилотных проектов: в рамках консорциумов, таких как Green Ammonia (по «зеленому» аммиаку), HySTRA (по криогенному сжиженному водороду из Австралии) и AHEAD (по химически-связанному водороду

**Необходимо быть готовыми к тому, что неопределенность вокруг рынка H<sub>2</sub> будет сохраняться еще длительное время, а значительные инвестиции и организационная подготовка потребуются уже сейчас**

Рис. 6. Возможный вариант размещения мощностей водородных кластеров в России



из Брунея). Под управлением независимого офиса собираются государственный инновационный регулятор NEDO, крупные компании и корпорации (Tokyo Gas, Kawasaki, Chiyoda и другие), небольшие высокотехнологические фирмы, местные власти регионов, где создаются тестовые площадки, и научно-технологические центры на базе университетов. Аналогичная схема реализована при создании Ланкастерского водородного хаба в Великобритании.

Такой механизм не очень развит в России. Есть отдельные примеры его применения – проекты по подготовке к Олимпиаде 2014 года в Сочи, строительству Крымского моста и трубопроводной системы «Турец-



Проект нового судна-перевозчика водорода  
Источник: [tr.pinterest.com](https://tr.pinterest.com)

кий поток». В последнее время появился опыт организации совместных высокотехнологических проектов в рамках Национальной технологической инициативы. Чтобы при реализации водородной стратегии не попасть в третью ловушку, важно развивать механизмы гибкой кооперации на основе территориальных кластеров, проектных консорциумов и профессиональных команд развития.

### Завершение

Очень важно, что при всей неопределенности развития глобального водородного рынка, Россия начала формировать свои стратегические и проектные позиции

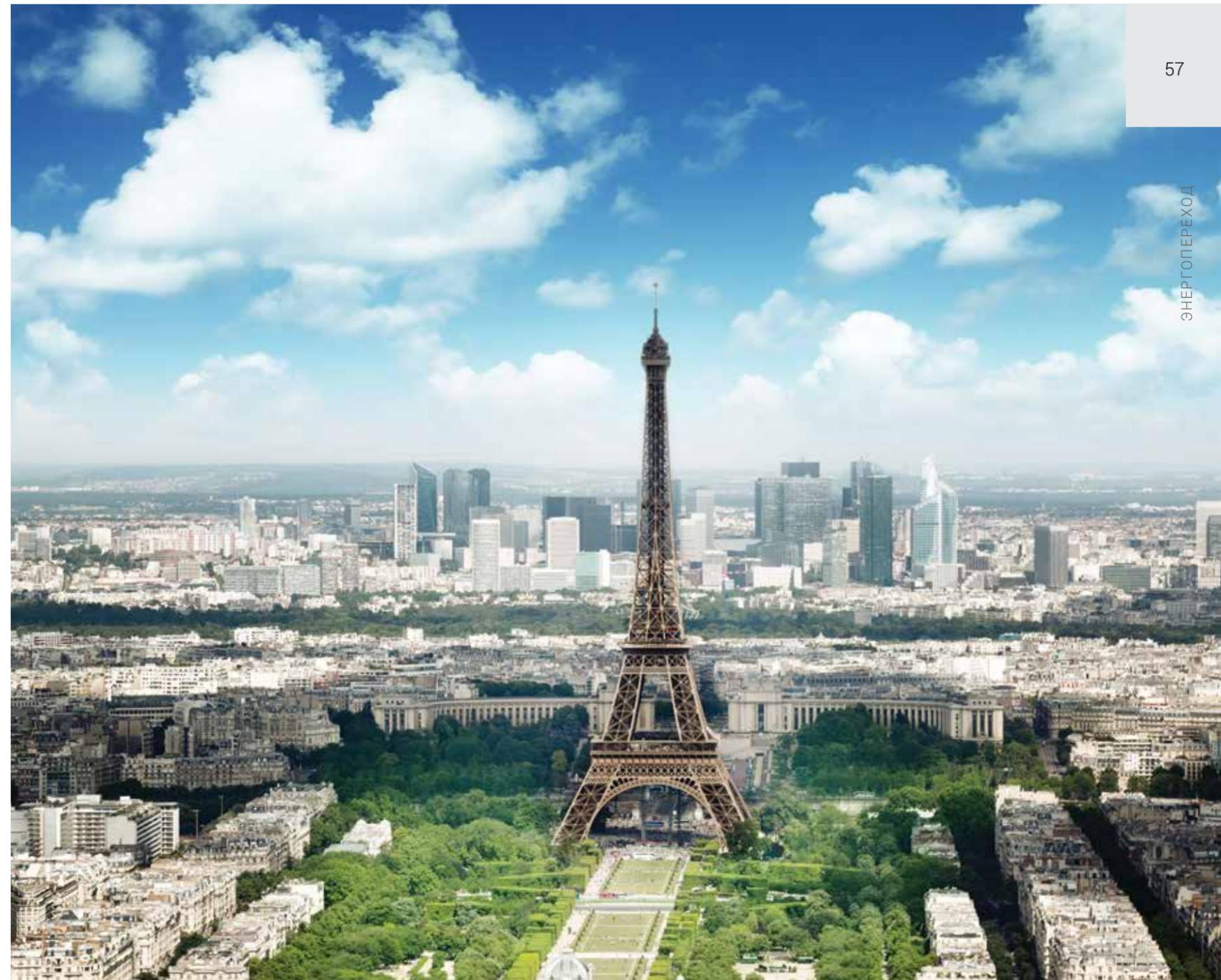
в сфере водородной энергетики. Однако при принятии стратегических решений и формировании планов России в походе за водородным «золотым руном» необходимо избежать попадания в три скрытые ловушки.

Необходимо быть готовыми к тому, что неопределенность будет сохраняться еще длительное время, а значительные инвестиции политических, организационных и финансовых ресурсов потребуются уже сейчас. Только это позволит сформировать практическое представление о новом рынке, повлиять на его дизайн, занять существенную долю на нем.

Необходимо исходить из того, что водородный рынок только первое время будет развиваться по шаблонам нефтегазового аналога, но в дальнейшем проявятся какие-то новые его формы, которые будут базироваться на технологических, а не ресурсных преимуществах. Хорошей подсказкой для поиска этих форм является концепция ЗС-энергетики (сообеспечение, соорганизация, соразвитие).

Необходимо преодолеть инерцию решения задач создания и развития отраслей за счет делегирования этих задач корпорациям. Опираясь на лучшие мировые практики, необходимо формировать водородные кластеры как территории комплексного развития нового уклада, создавать частно-государственные проектные консорциумы как механизмы сборки ресурсов и компетенций для решения инновационных задач с большой долей риска и неопределенности, поручать управление кластерами и портфелями пилотных проектов независимым профессиональным командам, способным увязывать задачи развития рынков, структурирования и запуска конкретных бизнес-проектов, формирования передовой технологической базы.

Обойдя описанные препятствия на пути стратегического действия, Россия имеет хорошие шансы на деле предложить свой – водородный – вариант ответа на климатический вызов, и, обретая важную роль в построении углеродно-нейтральной экономики, стать крупным экспортером водорода, водородных технологий и созданной с использованием водорода промышленной продукции. Важно лишь помнить, что дорогу осилит идущий, и не сворачивать с нее, как было сказано в известном танка Ё. Акико, на «кривые, глухие окольные тропы».



Развитие водородных технологий стимулирует европейская климатическая повестка

Источник:  
[lakov / depositphotos.com](https://depositphotos.com)

### Использованные источники

1. Холкин Д.В., Чаусов И.С. Новая формула энергетического перехода. *Энергетическая политика*, №12 (154), 2020. С. 40–54.
2. *Hydrogen scaling up*. Hydrogen Council, Nov 2017.
3. *Перспективы России на глобальном рынке водородного топлива*. Инфраструктурный центр «Энерджинет», 2018.
4. *Hydrogen Insights*. Hydrogen Council, McKinsey & Co, Feb 2011.
5. *В Россию приходит внешнее углеродное регулирование*. *Коммерсантъ*, №132, 2020.
6. *Углеродный вызов российским экспортерам*. Пресс-релиз. BCG, 2020.
7. URL: <https://www.fmgil.com.au/>

# Энергетическая политика Бразилии

## Energy policy of Brazil

Алексей МАСТЕПАНОВ

Заведующий Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, д. э. н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, академик РАЕН  
e-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey MASTEPANOV

Head of Analytical Center for Energy Policy and Security, OGRI of the RAS  
e-mail: amastepanov@mail.ru

Андрей СУМИН

Ведущий научный сотрудник Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, к. ю. н.  
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Andrey SUMIN

Leading researcher of Analytical Center for Energy Policy and Security, Phd in law  
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Сахарная гора. Рио-де-Жанейро, Бразилия

Источник: rtmunes / depositphotos.com



Аннотация. В статье сделан акцент на особенностях энергетического сектора и их влиянии на энергетическую политику Бразилии. Проанализировано состояние системообразующих отраслей энергетики. Раскрыты особенности либерализации энергетики. Охарактеризован тарифно-финансовый инструментарий, с помощью которого осуществляется регулирование энергетического рынка. Подчёркнуто влияние энергетической политики на социально-экономическое состояние страны. Перечислены вызовы, с которыми сталкивается энергетика. Рассмотрены подходы Бразилии по обеспечению энергетической безопасности. Раскрыты особенности сотрудничества Бразилии в области энергетики с зарубежными государствами и сформулированы предложения по российско-бразильскому энергетическому сотрудничеству. *Ключевые слова:* Бразилия, энергетическая политика, ископаемые углеводороды, возобновляемая энергетика, природный газ, подсолёвые горизонты, биотопливо, гидроэнергетика.

Abstract. The article focuses on the specifics of the energy sector and their impact on Brazil's energy policy. The state of the backbone energy industries is analyzed. The features of energy liberalization are revealed. The tariff and financial instruments used to regulate the energy market are characterized. The influence of the energy policy on the socio-economic state of the country is emphasized. The challenges faced by the energy sector are listed. Brazil's approaches to ensuring energy security are considered. The features of Brazilian energy cooperation with foreign countries are revealed and proposals for Russian-Brazilian energy cooperation are formulated.

*Keywords:* Brazil, energy policy, fossil hydrocarbons, renewable energy, natural gas, pre-salt, biofuels, hydropower.



## Началом государственной системной энергополитики является 1953 г., когда был учреждён государственный нефтегазовый концерн Petrobras

### Введение

Современная Бразилия входит в десятку крупнейших стран мира, занимая шестое место по численности населения (в 2018 г. – 209,5 млн человек), восьмое место по суммарному энергопотреблению (287 млн т н. э.), девятое место по производству ВВП (1780,9 млрд долларов США в ценах 2015 г.) и десятое место по производству энергоносителей (295,7 млн т н. э.) [1]. Топливо-энергетический комплекс Бразилии смело можно назвать многоотраслевым. Динамика и структура

суммарного энергопотребления Бразилии в 2000–2019 гг. показана на рис. 1.

Неотъемлемой особенностью энергетической политики страны является высокая доля государственного присутствия практически во всех отраслях энергетики. Другая особенность состоит в том, что в Бразилии, как и в ряде других развивающихся стран, энергетическая политика не оформлена как единый программный документ и представляет собой комплекс законов, принятых парламентом (Национальным конгрессом), и различных правительственных программ, планов действий и других документов.

Ответственность за разработку и реализацию государственной энергетической политики возложена на целый ряд федеральных министерств и ведомств, в первую очередь – на Министерство горнорудной промышленности и энергетики (Ministério de Minas e Energia – MME), Национальный совет по энергетической политике (Conselho Nacional de Política Energética – CNPE) и ряд отраслевых агентств (о них подробнее будет сказано ниже).

Важной составной частью формирования и реализации государственной энергетической политики Бразилии являются планы перспективного развития национальной энергетики. Сложившаяся

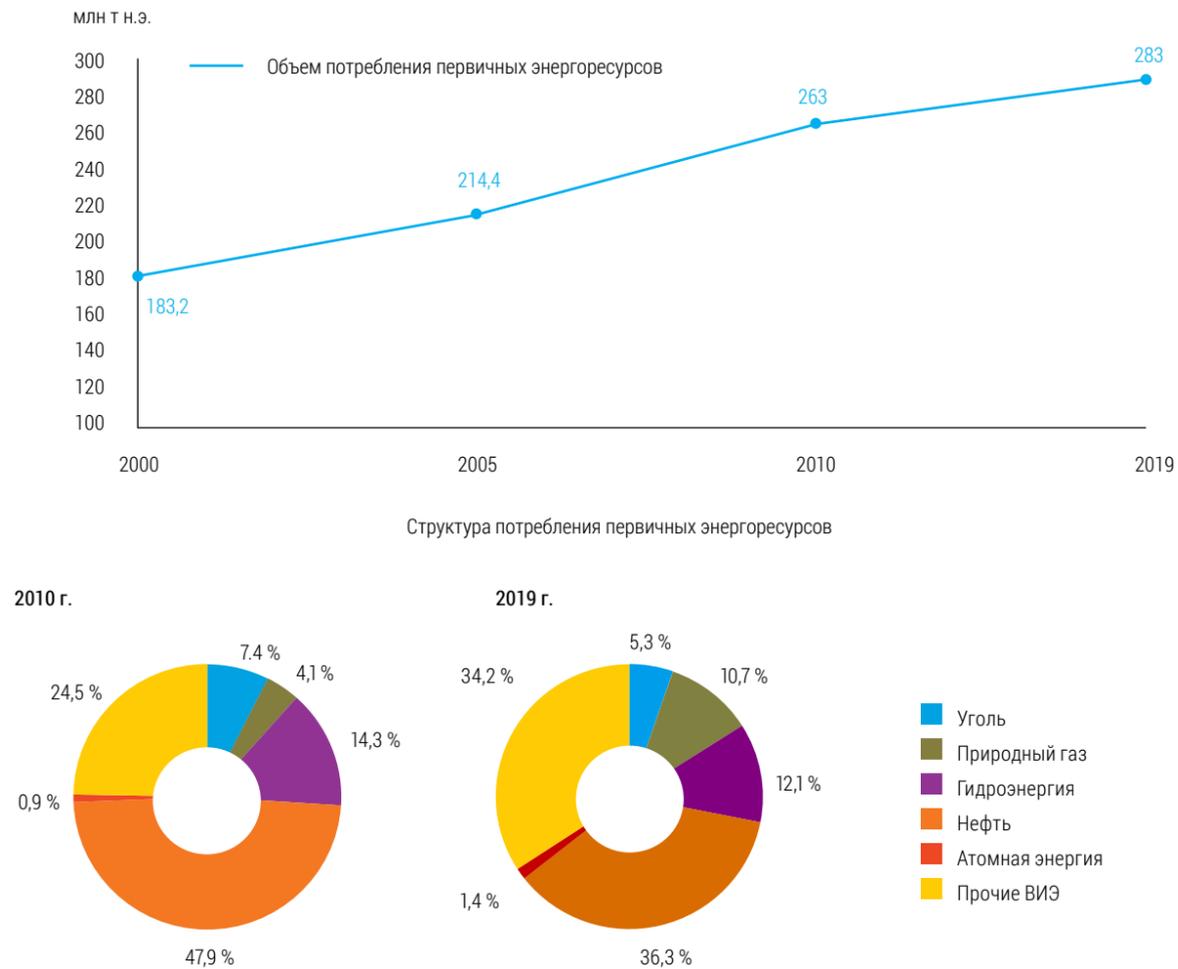


Рис. 1. Динамика и структура потребления первичных энергоресурсов в Бразилии в 2000–2019 гг.

Источник:  
по данным МЭА [2]

система планирования развития и мониторинга энергетики в Бразилии охватывает несколько временных горизонтов и включает:

- долгосрочную перспективу – Национальные энергетические планы (Plano Nacional de Energia – PNE);
- перспективу на ближайшие 10 лет – Десятилетние планы развития энергетического сектора (Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE);
- краткосрочные и текущие планы.

Все эти планы действуют одновременно. Завершается эта система проведением аукционов и тендеров и последующим мониторингом выполнения принятых решений [3].

Разработкой перспективных планов развития энергетики страны (как PDE, так и PNE) занимаются специально созданные

при ММЕ секретариаты: по энергетическому планированию и развитию; по нефти, природному газу и возобновляемым видам топлива; по геологии и горнодобывающей промышленности и по электроэнергетике, а также специальные консультационные группы по экологии, международным делам и др. На эти же структуры совместно с Энергетической исследовательской компанией (Empresa de Pesquisa Energética – EPE) возложены функции подготовки материалов (проведение соответствующих исследований) и организации их общественных обсуждений [4].

Однако частые изменения структуры федеральных органов власти (министерств и ведомств) и правительства в целом затрудняют реализацию принятых планов и программ.

## Формирование энергетической политики страны и её основные этапы

Начало осуществления общегосударственной, системной энергетической политики приходится на 1953 г., когда во исполнение специально принятого Закона № 2004/1953 был учреждён государственный нефтегазовый концерн Petrobras. Данный закон явился отправным моментом для возникновения в Бразилии современного нефтегазового комплекса. Он оказал кардинальное влияние на формирование энергетической политики страны на все последующие десятилетия [5]. На протяжении сорока лет концерну (фактически – государству) принадлежала монополия на геологоразведку и добычу углеводородного сырья.

В 1970-е гг. Бразилия испытывала устойчивый экономический рост (свыше 8 % в среднегодовом исчислении), который сопровождался урбанизацией. Эти процессы повлекли за собой перемены в национальном энергетическом балансе. Особенно заметным стало падение удельного веса возобновляемых энергоносителей (с 57,6 % в 1970 г. до 45,3 % в 1980 г.) в пользу ископаемых углеводородов. Изменения произошли и внутри структуры возобновляемых энергоносителей. Доля

дров сократилась с 47 до 26,9 %. В то же время доля гидроэнергетики увеличилась с 5 до 9,6 % [6]. Процесс урбанизации привёл к замещению дров баллонным (сжиженным углеводородным) газом.

## В 2017 г. издан декрет об обязанности Petrobras приобрести 30 % акций проекта освоения участков на шельфе. Одновременно предусматривалось проведение тендеров на условиях концессий или СРП

В 1975 г. центральное правительство приступило к реализации Национальной этаноловой программы (Programa Nacional do Alcool), что привело к росту спроса на продукты переработки сахарного тростника, используемые для производства этанола – с 5,3 до 8 % [6]. Наименьшая доля возобновляемых энергоносителей в энергобалансе – 39 % – пришлась на 2001 г. Продолжительная засуха привела к резкому падению электрогенерации на ГЭС,

Добыча нефти на шельфе Бразилии

Источник: financetime.org



Производство H<sub>2</sub> на одном из НПЗ Бразилии

Источник: european-bioplastics.org

что вызвало скачок спроса на ископаемые энергоносители. В последующие годы удельный вес возобновляемой энергетики поступательно увеличивался, составив в энергобалансе страны в 2018 г. 45,2 %. В 2019 г. он возрос ещё на 0,7 % [6].

**Объём доказанных запасов нефти в Бразилии составляет 12,7 млрд баррелей (1,8 млрд т), из которых на шельф приходится почти 95 %. Коэффициент ресурсообеспеченности – 12–12,5 лет**

Специфической особенностью бразильской энергетики, влияющей на формирование национальной энергетической политики, является традиционное – в течение десятилетий – отставание производства первичной энергии от спроса на неё. Пик его пришелся на 1979 г., когда национальное производство обеспечило только 45,9 % спроса первичных энергоресурсов. Так, дефицит внутреннего предложения сырой

нефти составил 90 % (хотя нефтепродуктов, напротив, имелось с избытком в 8 %). В 2018 г. впервые в истории страны был отмечен профицит предложения первичной энергии – её экспорт превысил импорт. Нефти-сырца было импортировано 9,6 млн т, а экспортировано – 55,7 млн т. Тем не менее, в 2018 г. в стране по-прежнему ощущался недостаток отдельных энергоносителей. Дефицит природного газа составил 10,6 млрд кубометров, энергетического угля – 22,8 млн т, электроэнергии – 35 ТВт·ч [6].

В 1990-е гг. Бразилия начала переход к гибридной регулятивной системе, призванной оживить внутренний энергетический рынок и сделать более привлекательной работу на нём и для зарубежных компаний. Краеугольным камнем реформирования нормативно-правовой базы, регулирующей функционирование бразильского энергетического сектора, стала конституционная поправка № 9 от 9.11.1995 г., вносящая изменения в ст. 177 Конституции Бразилии, упразднившая монопольное положение Petrobras. В её развитие в августе 1997 г. был принят федеральный закон о нефти № 9.478/97 (англ. – Petroleum Act), которым, в частности, было создано Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу (Agência Nacional do Petróleo, Gas Natural

e Biocombustíveis – ANP) в качестве независимого регулятора. Принятие конституционной поправки и закона «О нефти» соответствовало тогдашнему духу времени: мировая экономика вошла в период либерализации и демонаполизации, и Бразилия не стала здесь исключением. Бразильские законодатели радикально пересмотрели роль государства в формировании и проведении энергетической политики: государство было отстранено от непосредственного участия в производственной деятельности, при этом были усилены его регуляторные полномочия. Закон «О нефти» впервые в истории страны сделал возможным участие зарубежных ресурсных компаний в работе на национальном рынке на концессионной основе.

Открытие в 2007 г. крупных глубоководных месторождений углеводородов на бразильском участке океанского шельфа подтолкнуло власти к разработке целого массива нормативных актов, призванного создать благоприятные условия для геологоразведки и добычи углеводородов, а также привести правовое регулирование указанных сфер в соответствие с мировой практикой.

Новый этап формирования энергетической политики Бразилии начался в 2000-е годы, когда в стране возрос интерес к долгосрочному планированию и прогнозированию развития национальной энергетики. Осознав, что долгосрочное планирование развития энергетического сектора имеет фундаментальное значение для страны и служит основой для разработки государственной энергетической политики, в 2006 г. были развёрнуты работы по составлению Национального энергетического плана на период до 2030 г. – PNE-2030 (принят и опубликован в 2007 г.). В ходе его разработки были проведены многочисленные исследования, опубликованные отдельными томами, десятки презентаций и семинаров, обеспечивших учёт мнений всех заинтересованных сторон [7].

Данный документ, разработанный ещё до мирового финансово-экономического кризиса, был призван определить стратегические направления обеспечения страны энергией с учётом развития новых технологий и возможного истощения национальных энергоресурсов. План рассчитан на период до 2030 г. и подлежал периодической актуализации.

Практически одновременно была начата работа и над планами развития энергетики на предстоящее десятилетие – Десятилетними планами развития энергетического сектора (PDE). При этом, если долгосрочные планы (PNE) являлись в первую очередь основой для стратегического видения правительством перспектив развития национальной энергетики, идеологической базой для разработки всех других планов, программ и инициатив (своеобразным маяком для них), то PDE на 10-летнем горизонте планирования конкретизируют поставленные цели и задачи с учётом реально складывающихся условий. В них устанавливаются обязательства



Открытие месторождений на шельфе превратило Бразилию в экспортера нефти

Источник: nangs.org

правительства, объёмы инвестиций, производства и потребления топлива и энергии, даётся анализ условий поставки на рынок энергии и др. Этими же планами устанавливаются критерии проведения тендеров в области электрогенерации, производства биотоплива, сооружения передающей инфраструктуры и разработки нефтеносных участков недр.

Первый такой среднесрочный план – «Plano decenal de expansão de energia 2008–2017» был опубликован в мае 2009 г. Процедура его разработки и апробации была аналогичной PNE-2030.

Согласно регламенту, актуализация этих планов проводится ежегодно в соответствии с текущей ситуацией. В настоящее

время действует PDE – 2029, вышедший в 2020 г. В ноябре 2020 г. был опубликован последний том исходных материалов к новому PDE – 2030, общественное обсуждение которых закончилось 22 января 2021 г., после чего ММЕ и ЕРЕ завершат работу и над собственно Планом развития энергетики до 2030 года (PDE – 2030) (по состоянию на 26.02.2021 г. он ещё не был опубликован).

**Бразилия за короткий промежуток времени резко увеличила добычу, став экспортером нефти. Если в 2010 г. ее добыча составила 2,12 млн б/с, то в 2015 г. – 2,52 б/с, а в 2019 г. – 2,88 млн б/с**

Растущее значение природного газа в энергетическом балансе Бразилии выразилось в принятии в 2009 г. ФЗ о газе № 11.909 (англ. – Gas Law). Его основная цель – стимулирование конкурентных начал в транспортировке, переработке, хранении, регазификации и коммерческом сбыте природного газа [8].

Особо среди изданных в тот период нормативно-правовых актов следует назвать принятый в 2016 г. федеральный закон № 13.365. Главная отличительная черта этого закона – его нормативная гибкость, наделяющая концерн Petrobras правом (но не обязанностью) разрабатывать любое месторождение углеводородов на континентальном шельфе. В развитие данного документа в 2017 г. был издан декрет № 9041/2017. Согласно декрету, концерн Petrobras, демонстрируя намерение разрабатывать одно из шельфовых месторождений, обязан в дальнейшем приобрести минимум 30 % акций предприятия, которое создается для освоения месторождения. Этим же актом предусматривалось проведение на шельфе тендеров как на концессионных условиях, так и на условиях СРП. В 2017–2018 гг. на этих условиях был проведен целый ряд тендеров, победителями которых стали консорциумы с участием крупнейших зарубежных нефтегазовых компаний –

BP, Chevron, CNOOC, Equinor, ExxonMobil, Repsol, Shell, Total и др.<sup>1</sup>.

Наконец, в 2019 г. верхняя палата парламента Бразилии приняла в своём роде эпохальное постановление № 3178, аннулировавшее преимущественное право Petrobras на разработку месторождений углеводородов в стране [8]. Перечисленные нормативно-правовые документы наглядно показывают, что энергетическая политика Бразилии, хотя и демонстрирует некоторую непоследовательность, но эволюционирует в направлении либерализации энергетического рынка, снижения роли государства и стимулирования привлечения инвестиций и технологий из-за рубежа.

В целях эффективного определения потенциальных направлений энергообеспечения с учетом новых технологий и возможного истощения ресурсной базы, в 2019 г. принят очередной Национальный энергетический план (PNE-2050), имеющий горизонт планирования более 30 лет. Пересмотр плана будет проводиться каждые пять лет [11].

Основными задачами энергетической политики в этот период объявлены:

- поиск финансово-экономического баланса между интересами пред-

<sup>1</sup> Подробнее см. [9,10].

Буровые установки на приколе в порту Нитерой



- приемательского сектора и покупательной способностью населения с одной стороны и ценами/тарифами на энергию – с другой стороны;
- постоянная модернизация нормативно-правового и административного регулирования ТЭК во избежание бюрократических препон и правовой неопределённости с конечной целью сохранения высоко привлекательной инвестиционной политики;
- переход на внутреннее ценообразование на сырьевые товары в привязке к мировым ценам;
- согласование интересов различных секторов энергетики с национальными интересами;
- поддержание баланса возобновляемых источников энергии на удовлетворительном уровне без ущерба для доступа населения к энергетическим ресурсам и др. [11].

В целом же, анализ действующего бразильского законодательства в сфере энергетической политики и правительственных программных документов даёт возможность определить следующие основные приоритеты этого государства в энергетической политике на современном этапе:

Источник: Ranimiro / depositphotos.com

**Проектная мощность НПЗ Бразилии на данный момент достигает 2,29 млн б/с. Однако они работают не на полную мощность. В 2019 г. объем первичной переработки нефти составил всего 1,75 млн б/с**

Практическая реализация приоритетов обуславливается опорой на национальные ресурсы и технологические возможности, привлечение иностранных инвестиций и технологий. Перечисленные приоритетные направления энергетической политики Бразилии отличаются присущими этой стране особенностями и заслуживают отдельного рассмотрения.

### Государственная политика в нефтегазовой сфере

Нефтегазовая промышленность является одним из основных секторов бразильской экономики, поэтому вопросы её эффективного функционирования, включая сферу нефтегазоснабжения населения, занимают ведущее место в энергетической политике государства. Основным выразителем интересов государства в отрасли является созданное в соответствии с законом «О нефти» № 9.478/97 Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу (ANP), которое в настоящее время имеет следующие полномочия в нефтегазовом секторе бразильской экономики [12]:

- реализует национальную политику в отношении нефти, природного газа и биотоплива;
- организует проведение в установленном порядке конкурсов и аукционов на право пользования нефтегазовыми месторождениями, обеспечивая защиту конкуренции;

- содействует рациональному использованию нефти и газа и охране окружающей среды;
- содействует проведению геологического изучения недр, осуществляет поддержку базы данных геологической информации;
- проводит государственную экспертизу информации о разведанных запасах полезных ископаемых, геологической, экономической информации о предоставляемых в пользование участках недр;
- защищает интересы потребителей, связанные с ценой, качеством и доступностью нефти и газа;



Национальная нефтегазовая корпорация Petrobras создана в 1953 г.  
Источник: esnoticia.co

- заключает концессионные соглашения на пользование нефтегазовыми месторождениями и осуществляет контроль за их исполнением и др.

По состоянию на конец 2019 г. объём доказанных запасов нефти в стране составлял 12,7 млрд баррелей (1,8 млрд т), из которых на шельфовые месторождения приходится почти 95 % (коэффициент ресурсообеспеченности – 12–12,5 лет) [6,11,13]. Обращает на себя внимание резкий рост объёмов нефтедобычи за сравнительно короткий промежуток времени, который вывел Бразилию в число стран-экспортёров нефти. Так, если в 2010 г. добыча сырой нефти составила 2,12 млн барр./сутки, то в 2015 г. – 2,52, а в 2019 г. – 2,88 млн

барр./сутки (150,8 млн т – 3,4 % общемировой), увеличившись за год на 7,4 % [13].

В основе этих успехов – освоение открытых в 2007 г. крупных глубоководных месторождений углеводородов на бразильском участке океанского шельфа. В целях создания благоприятных условий для их геологоразведки и разработки, в стране, как было отмечено выше, был принят целый массив нормативных актов. В частности, уже в 2010 г. были приняты федеральные законы (ФЗ) №№ 12.351, 12.304 и 12.276. Первый из них установил правовой режим соглашений о разделе продукции (СРП) для разработки подсолевых горизонтов на шельфовых месторождениях и месторождений, имеющих стратегическое значение. В частности, согласно этому закону предусматривалось проведение тендеров на глубоководном шельфе на условиях СРП (с долей Petrobras – не менее 30 % и статусом оператора), а не концессионных соглашений. Законом № 12.304 был определён правовой статус полностью находящейся в государственной собственности компании Pré-Sal Petróleo S. A. (сокр. – PPSA), специально созданной для обеспечения соблюдения государственных интересов в заключаемых СРП для добычи нефти подсолевых горизонтов. ФЗ № 12.276 зафиксировал особый правовой статус соглашений о передаче прав государства на геологоразведку и освоение семи участков шельфа (Florim, Franco, South Guara, Iara Offblock, South Tupi, Northeast Tupi, Peroba) в пользу Petrobras. За экологические нормативы в отношении деятельности на шельфе и их соблюдение нефтегазовыми компаниями отвечает Федеральное агентство по охране окружающей среды (IBAMA).

Суммарная мощность НПЗ страны к настоящему времени достигла 2,29 млн барр./сутки. Однако, как и в предыдущие годы, заводы работают не на полную мощность: в 2017 г. объём первичной переработки составил 1,74 млн барр./сутки (порядка 86,7 млн т), в 2019 г. – 1,75 млн барр./сутки [13] или 96,6 млн кубометров по данным [11]. В структуре производства нефтепродуктов доля дизельного топлива достигает порядка 40–41 %, автомобильного бензина – 25 %, топочного мазута – 12–13 %, керосина и реактивного топлива – 5–6 %, сжиженных углеводородных газов (СУГ) – 3–4 % [9].

Согласно PDE – 2029, в этот период среднесуточная нефтедобыча в Бразилии



Примечание: ICMS – налог на товары и услуги (поступает в бюджеты штатов)  
Рис. 2. Структура цены на реализуемые в розницу нефтепродукты в начале 2021 г.

Источник:  
по данным [14,15]

будет ежегодно расти в среднем на 7,1 %, достигнув к 2029 г. 5,54 млн барр. Из указанного объёма 60 % будет отправляться на экспорт, а 40 % – перерабатываться внутри страны. Техническое перевооружение НПЗ позволит увеличить среднесуточную переработку до 2,5 млн барр. При сохранении перечисленных предпосылок будет сохраняться и дефицит предложения нефтепродуктов, покрываемый импортом, за счёт которого удовлетворяется около 11 % внутренних потребностей в них. Импорт покрывает 23 % спроса на дизельное топливо, чуть более 10 % на бензин и свыше 60 % – на прочие продукты нефтепереработки. В то же время значительные объёмы мазута и авиакеросина экспортируются.

Инвестиции в разведку, добычу и переработку, ожидаемые до 2029 г., составляют около 470 млрд долларов (77 % от общего объёма инвестиций в развитие энергетического сектора) [11].

Отдельно следует сказать о механизме ценообразования на вырабатываемое из ископаемых углеводородов топливо, который характеризуется сложностью и неоднородностью (рис. 2). При этом если отпускные цены на большинство нефтепродуктов соответствуют среднемировым, то на автомобильный бензин они несколько выше. За счёт образующейся наценки субсидируется «социальная» цена баллонного газа, широко потребляемого в коммунальном секторе [6].

В настоящее время бензин в качестве моторного топлива используется примерно в 60 % легкового автопарка Бразилии [16]. Дизельное топливо, напротив, применяется главным образом крупнотоннажным транспортом и в сельском хозяйстве [17].

С принятием новой редакцией закона «О нефти», вступившей в силу в 2002 г., продолжился процесс демополизации топливного рынка. В частности, был разрешён импорт бензина и дизельного топлива, фиксированные цены на них были упразднены и стали определяться рынком, хотя и под надзором ANP.

### В бразильской структуре производства нефтепродуктов доля дизеля достигает 40–41 %, бензина – 25 %, мазута – 12–13 %, авиакеросина – 5–6 %, сжиженных углеводородных газов – 3–4 %

В розницу реализуется бензин категории «С» – смесь бензина с биоэтанолом<sup>2</sup>. С 2008 г. по распоряжению CNPE к реализуемому в розницу дизельному топливу

<sup>2</sup> Подробнее об биоэтаноле будет сказано в следующем разделе статьи.

в обязательном порядке примешивается биодизель – разновидность моторного топлива, производимая из растительных масел или животных жиров, и также считающаяся возобновляемым энергоносителем. Доля биодизеля в биодизельной смеси постоянно растёт (с 2 % в 2008 г. до 12 % в настоящее время) [17].

**Согласно плану PDE – 2029, среднесуточная добыча в Бразилии будет ежегодно расти на 7,1 %, достигнув к 2029 г. 5,54 млн б/с. Из них 60 % будет идти на экспорт, а 40 % – перерабатываться**

Потребности бразильского рынка в природном газе обеспечиваются тремя источниками: внутренней добычей, импортом из Боливии (по газопроводу Gasbol) и Аргентины (по газопроводу Transportadora de Gas de Mercosur) и импортным СПГ [8], который доставляется на три принадлежащих Ре-

trobras регазификационных терминала [18].

Среднегодовые темпы роста потребления газа за 2008–2018 гг. составили 3,4 %, а общий объём его потребления – 35,9 млрд кубометров в 2018 г. и 35,8 млрд кубометров в 2019 г. При этом пик потребления газа наблюдался в 2014 и 2015 гг. (41 и 43 млрд кубометров, соответственно). Из этих объёмов порядка 24–27 млрд кубометров в год (в 2019 г. – 25,8) приходится на внутреннюю добычу при её среднегодовых темпах за 2008–2018 гг. в 5,8 %. Однако ресурсная база отрасли невелика – всего порядка 0,4 трлн кубометров [13].

Остальная часть потребностей в газе закрывается его импортом, доля которого в суммарном потреблении газа в последние годы составляет 28–30 % (в 2014–2015 гг. – около 44 %). При этом 1/3 в общем импорте газа составляет СПГ (в 2019 г. – 3,2 млрд кубометров) [13].

В 2019 г. введена в действие программа «Новый газовый рынок» (порт. – Programa do Novo Mercado de Gás, англ. – New Gas Market Program). По замыслу разработавшего программу ММЕ Бразилии, её реализация должна способствовать росту спроса на природный газ с шельфовых месторождений, стимулировать инвестиции в разработку, транспортировку, переработку и реализацию природного газа, увели-

чить использование газа для электрогенерации. В свою очередь, максимизация использования природного газа призвана дать новый импульс развитию бумажной, керамической, стекольной и сталелитейной отраслей, а также производству минеральных удобрений. Конкурентоспособная стоимость природного газа как энергоносителя и как сырья крайне важна для энергоёмких отраслей, так как составляет до трети себестоимости продукции. В случае успешной реализации программы внутренняя газодобыча в период до 2029 г. будет увеличиваться в среднем на 8 %, достигнув к концу периода 92 млрд кубометров. Доля

строительство новых регазификационных терминалов для приёма СПГ в регионах, где отсутствуют или недостаточны местные газовые месторождения и где невозможна или нецелесообразна прокладка газопроводов. В частности, в северо-восточной части Бразилии к 2025 г. будет построен регазификационный терминал (первый частный терминал в стране) суточной производительностью до 21 млн кубометров. Повысить использование природного газа в западной части Бразилии планируется путём увеличения импорта из Боливии. Наконец, газификация южных регионов страны будет осуществляться

АЗС в Бразилии

Источник: joasouza / depositphotos.com



Центр Рио-де-Жанейро в районе бухты Гуанабара

Источник: jantroyka / depositphotos.com

природного газа в энергобалансе останется прежней или, в лучшем случае, увеличится до 14 % [6].

ММЕ Бразилии планирует форсировать потребление природного газа практически во всех регионах страны. Предусматривается не только рост добычи на шельфовых месторождениях в районах Сан-Паулу, Рио-де-Жанейро и на участке Эспириту-Санту, но и разработка крупных месторождений на суше (таких, как месторождение Azulão в центре Амазонии). В рамках программы Нового газового рынка предполагается

путём трансграничной кооперации с Аргентиной – на базе бразильских шельфовых месторождений и аргентинского месторождения сланцевого газа Vaca Muerta [14].

В любом случае Бразилии предстоит предпринять ещё многое, чтобы сделать природный газ востребованным, доступным и конкурентным по цене энергоносителем [8]. По обнародованным в 2019 г. ММЕ Бразилии данным, отпускная цена на природный газ в стране составляла тогда в среднем свыше 10 долларов за 1 млн БТЕ, в то время как в США – 3,13 доллара



Гора Корковадо, Рио-де-Жанейро

Источник: diegograndi / depositphotos.com

за 1 млн БТЕ. Тем самым отпускная цена на внутреннем рынке Бразилии местного газа оказалась даже выше, чем в Японии на импортный СПГ. Высокие цены на газ являются одной из принципиальных помех росту бразильской экономики. К числу факторов, препятствующих газификации бразильских регионов, относится и неразвитость газотранспортной инфраструктуры. В частности, по состоянию на 2019 г. суммарная протяжённость газопроводов в Бразилии составляла 9,4 тыс. км, в то время как существенно меньшая по размеру соседняя Аргентина располагала сетью газопроводов общей протяжённостью в 29 тыс. км [14].

**Импорт покрывает 23% спроса на дизель в Бразилии, чуть более 10% - на бензин и свыше 60% - на прочие нефтепродукты. В то же время значительные объёмы мазута и авиакеросина экспортируются**

Одной из причин такого положения является то, что по бразильскому законодательству добыча и транспортировка относятся к компетенции федерального правительства, а газораспределение – к компетенции правительств штатов. Это препятствует формированию единого рынка газа страны и газификации внутренних регионов, поскольку каждый штат имеет свою газораспределительную компанию и налоговый режим.

### Угольная отрасль

Суммарные разведанные запасы угля в стране по состоянию на конец 2019 г. оцениваются в 6,6 млрд т, из которых свыше 5 млрд т – низкокачественные бурые угли и лигниты. Ежегодная добыча угля составляет порядка 5–5,5 млн т (2,4–2,8 млн т н. э.) при его потреблении порядка 15–17 млн т н. э. Остальной уголь, в том числе значительная часть коксующегося, импортируется [2,6,13]. Импортируется и кокс – порядка 2-х млн тонн в год [11]. Большая часть добываемого в стране угля (75%) используется для электрогенерации, остальная – в производственном секторе.

Согласно PDE – 2029, к концу этого периода внутренняя добыча энергетического угля составит 2,4 млн т, а его им-

порт – 24 млн т. Импорт кокса оценивается в 1,5 млн т. Таким образом, удельный вес угля в перспективном энергетическом балансе снизится до 4,8% [6].

### Энергетическая политика в области ВИЭ и энергоэффективности

В условиях постоянного дефицита энергоресурсов и зависимости от их внешних поставок, значительное внимание в энергетической политике Бразилии уделяется вовлечению в баланс местных ВИЭ и повышению эффективности использования топлива и энергии.

Особенностью возобновляемой энергетики страны является то, что её основу составляют биоресурсы – продукция и отходы переработки сахарного тростника, широкое использование которых в энергетических целях имеет уже полувековую историю. Это так называемый биоэтанол, или топливный спирт как моторное топливо, и отходы производства сахара из тростника – жмых сахарного тростника или багасса – как котельно-печное топливо. В значительно меньших объёмах применяется и биодизель. Продолжается использование и таких традиционных ресурсов, как дрова, древесный уголь, сельскохозяйственные отходы и отходы производства целлюлозы, и другие разновидности «зелёных» энергоносителей.

Второе по значимости место среди ВИЭ занимают гидроэнергоресурсы, а вот сол-

нечная и ветровая энергия в стране используется в значительно меньших объёмах.

В 2018 г. суммарное производство энергии из ВИЭ составило 130,5 млн т н. э. или 45,2% совокупного предложения первичной энергии. Из этого объёма 89,6 млн т н. э., или 31,7%, пришлось на биоэнергетику (в 2019 г. – 93,9 млн т н. э. и 31,9% соответственно)<sup>3</sup>. В 2018 г. в стране было потреблено 31,6 млн кубометров этанола, 5,4 млн кубометров биодизеля, 78 млн т дров, 158 млн

### Потребности бразильского рынка в газе обеспечиваются тремя источниками: внутренней добычей, импортом из Боливии (по газопроводу Gasbol) и Аргентины (по газопроводу TGM) и импортным СПГ

т багассы, 33 млн т отходов производства целлюлозы. Потребление возобновляемых энергоносителей по секторам бразильской экономики выглядит так: промышленность (36%), транспорт (22%), энергетический сектор (использование багассы для производства этанола – 16%), производство электроэнергии (11%), жилищно-коммунальный сектор (7%), прочие (8%) [6].

<sup>3</sup> Эти данные несколько отличаются от данных МЭА – см. рис. 1.

Производство биоэтанола

Источник: 24techno-guide.ru



**Внутренняя газодобыча Бразилии до 2029 г. будет расти в среднем на 8 %, достигнув 92 млрд м<sup>3</sup>. Но доля газа в энергобалансе останется прежней или, в лучшем случае, увеличится до 14 %**

Столкнувшись на рубеже 1973–1974-х гг. с необходимостью срочно решить сразу две проблемы – быстрый рост цен на импортную нефть (расходы на импорт нефти выросли с 600 млн долларов в 1973 г. до 2 млрд долларов в 1974 г.) и значительное падение спроса на свой основной экспортный товар (сахар) – руководство страны приняло, как его назвали позже, «судьбоносное решение»: реализовать проект по переводу автомобилей с бензина на спирт. Параллельно решалась проблема по стимулированию производителей сахара, оказавшихся в кризисе<sup>4</sup>. 14 ноября 1975 г. законом № 76593 была принята упомянутая выше Национальная этаноловая программа (Proálcool), направленная на стимулирование производства топливного спирта для замены им автомобильного бензина. Реализация этой программы осуществлялась поэтапно.

На начальном этапе (1975–1979 гг.) основные усилия были направлены на производство биоэтанола с целью сокращения импорта нефти. В рамках программы были приняты также меры по расширению выращивания сахарного тростника на юго-востоке и обеспечению потребления биоэтанола сначала в смеси с бензином (в объёме до 14 %), а затем и непосредственно в качестве автомобильного топлива.

Началом второго этапа программы (1980–1986 гг.) считается 19 сентября 1979 г.

В этот день правительство Бразилии подписало соглашение с членами Национальной ассоциации автопроизводителей (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores) – компаниями Fiat, Toyota, Mercedes-Benz, General Motors

и Volkswagen, о том, что они обязаны собирать в Бразилии только те модели машин, которые способны использовать в качестве топлива стопроцентный спирт. Взамен автопроизводители получили стимулы для производства таких автомобилей и доступ ко всем технологиям, разработанным государством, участвующим в программе Proálcool. Одновременно цена биоэтанола была установлена на уровне 64,5 % от цены бензина. Кроме того, были введены налоговые льготы для владельцев машин, которые соглашались переоборудовать их, перейдя с бензина на спирт. Часть средств, необходимых для проведения этих операций, предоставил Всемирный банк. Параллельно шла масштабная рекламная кампания. В результате этих скоординированных действий, к 1985 г. биоэтанол обеспечивал половину потребностей Бразилии в автомобильном топливе, а содержание биоэтанола в бензиновой смеси достигло 20 %. Реализация же самой программы Proálcool создала к этому времени более чем миллион прямых и косвенных рабочих мест.

Падение мировых цен на нефть, начавшееся в 1986 г., затормозило реализацию программы Proálcool, хотя производство биоэтанола в течение 1985–1990 гг. продолжало оставаться практически на постоянном уровне, достигнув в сезон 1989–1990 г. 11,9 млрд литров. Однако сочетание результатов действия различных факторов рыночного характера, сдерживающих производство биоэтанола и стимулирующих его спрос, и правительственных мер, вызвало в межсезонье 1989–1990 гг. кризис

Бразилия – один из крупнейших потребителей растительного биоэтанола

Источник: *alfribeiro / depositphotos.com*



Химический завод в Бразилии  
Источник: *gures.ru*

предложения. К этому времени (до 1989 г.) правительство инвестировало в программу 7 млрд долларов США в виде грантов на исследования и др. А госкомпания Petrobras отвечала за закупку всего производства, транспортировки, хранения и распределения биоэтанола и смешивание его с бензином.

Практически в неизменном виде программа Proálcool работала и в последующее десятилетие при постепенном росте установленной законом доли биоэтанола в бензино-спиртовой смеси. Всего с 1975 по 2000 год было произведено около 5,6 млн автомобилей, работающих на биоэтаноле. Кроме того, ещё более 10 млн автомобилей работало на смеси биоэтанола с бензином, что позволяет избежать выбросов двуокиси углерода в размере около 110 млн т в пересчёте на углерод, а также обеспечить экономию иностранной валюты в размере около 11,5 млрд долларов в результате отказа от импорта соответствующего количества нефтепродуктов [19].

Новую жизнь в реализацию программы Proálcool и потребление жидкого биотоплива в Бразилии вдохнула разработанная в США, Японии и ЕС технология так называемого «гибкого двигателя», способного работать на бензине, биоэтаноле или их смеси в любых пропорциях. Производство автомобилей с такими двигателями (Flex auto) было освоено в марте 2003 г., а уже в 2013 г. на их долю пришлось 94 % от всех проданных новых легковых и лёгких транспортных автомобилей.

С 2007 г. начала действовать правительственная программа «Биоэтанол для устойчивого транспорта» (Bio Ethanol for Sustainable Transport – BEST), направленная на стимулирование разработки, производства и использование городского автобусного парка, работающего на смеси этанола с бензином.

Рост производства этанола и биодизеля наблюдался в Бразилии до начала мирового кризиса в 2008 г. Правительство десятилетиями поощряло расширение их производства, в котором видело драйвер экономического развития сельских регионов. Пик производства «зелёного» моторного топлива пришёлся на 2008 г. Разразившийся кризис ощутимо сократил спрос на моторное топливо, в том числе на «зелёное».

Но уже с 2013 г. в стране вновь начался рост производства как биоэтанола (Biogasoline по терминологии BP), так и биодизеля. Их суммарный выпуск в 2015–2018 гг. колебался в пределах 35–39,5 млн т н. э., достигнув в 2019 г. 37,7 млн т н. э. или 444 тыс. барр. н. э./сут. [13].

Ключевым фактором сохранения этанолом конкурентоспособности по отношению к бензину в качестве моторного топлива стал описанный выше механизм государственного регулирования цен на топливо, который фактически генерирует субсидирование приобретаемого потребителями моторного топлива. В 2013 г. власти попытались снизить остроту кризиса в этаноловой отрасли, резко уменьшив налоговую нагрузку, облегчив кредитование выращивания и переработки сахарного тростника и выпустив норматив, согласно которому доля этанола в реализуемом в стране бензине

**Суммарная протяжённость газопроводов в Бразилии составляет 9,4 тыс. км, в то время как меньшая по размеру Аргентина располагает сетью газопроводов общей протяжённостью в 29 тыс. км**

<sup>4</sup> Здесь и ниже, если не отмечено иное, на основе материалов, опубликованных на различных порталах Википедии и на портале [19].



ГЭС Итайпу, Бразилия

Источник: ge.com

должна была составить 25 %<sup>5</sup>. Ещё одной мерой поддержки стало повышение тарифов на смесь бензина с этанолом на 6,6 %. Но и в этом случае субсидируемая цена на этот вид моторного топлива оставалась на 15 % ниже среднемирового уровня. Тем не менее, цель правительства – дать производителям этанола возможность реализовывать свою продукцию с гарантированной пятипроцентной маржей – была достигнута [15].

Наметившийся в настоящее время осторожный процесс стабилизации бразильской экономики благотворно сказывается и на производстве биодизеля и этанола. Согласно PDE – 2029, среднегодовые темпы роста в биоэнергетике в этот период составят 2,74 % (121 млн т н. э.) в год. Основными драйверами роста станут биодизель (7 % прироста в год) и отходы производства целлюлозы (6 % прироста в год). Прирост спроса на этанол ожидается на среднем уровне – чуть ниже 2 % ежегодно. Совокупный объём капиталовложений в производство биотоплива до 2029 г. ожидается на уровне 18 млрд долларов, или 3 % всех инвестиций [6].

<sup>5</sup> Технологические возможности позволяют использовать этанол в качестве моторного топлива как в чистом виде, так и в виде смеси его с бензином. Основной проблемой использования этанола остаётся факт, что энергоотдача этанола составляет лишь две трети энергоотдачи бензина.

Использование гидроэнергетического потенциала имеет весомое значение для электроэнергетики страны. Здесь лишь отметим, что в суммарном энергопотреблении Бразилии на гидроэнергию в настоящее время (2019 г.) приходится всего лишь 12,1 % против 14,3 % в 2000 г. (рис. 1).

**Запасы угля в стране оцениваются в 6,6 млрд т, из которых свыше 5 млрд т – низкокачественные бурые угли и лигниты. Добыча достигает 5–5,5 млн т при его потреблении в Бразилии около 15–17 млн т н. э.**

В последнее время быстрыми темпами стала развиваться электрогенерация на базе ветровой и солнечной энергии, но удельный вес её продукции в суммарном энергопотреблении страны в 2019 г. составил всего около 2 % [2].

Что касается эффективности использования топлива и энергии, то считается, что она в стране находится на достаточно

высоком уровне [11], поэтому текущая политика правительства сосредоточена в основном на её планомерном повышении как в жилом, так и в промышленном секторах.

### Государственная политика в электроэнергетике

Развитие электроэнергетики, особенно Национальной объединенной энергосистемы, относится к числу основных приоритетов энергетической политики Бразилии. Представление интересов государства и регулирование деятельности в сфере электроэнергетики, наряду с ММЕ, осуществляют Национальное агентство электроэнергетики (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) и Национальное агентство водных ресурсов (Agência Nacional de Aguas – ANA). За развитие атомного сектора Бразилии отвечают три министерства: Министерство науки и технологий, ММЕ и Министерство обороны. Созданная в 1956 г. Национальная комиссия по ядерной энергии (CNEN) в на-

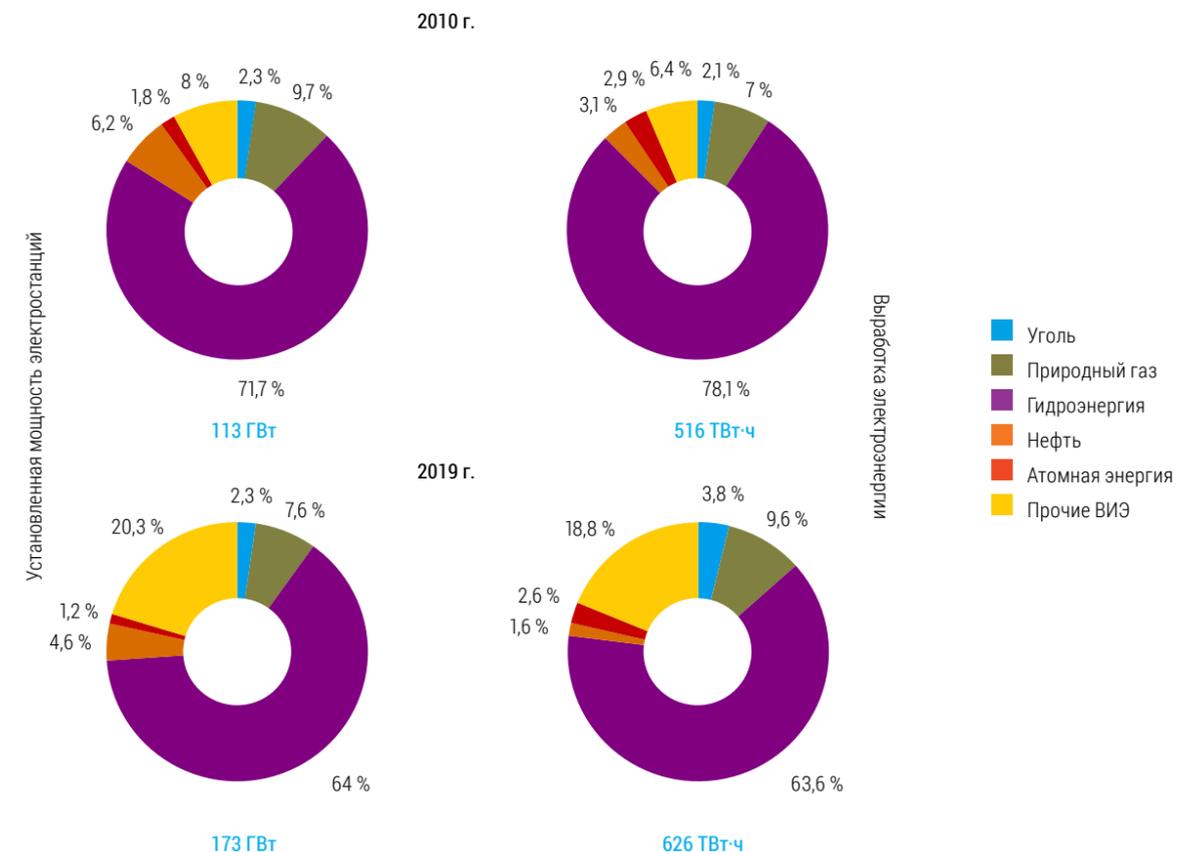
**Добыча энергетического угля в Бразилии составит к 2029 г. 2,4 млн т, импорт – 24 млн т. Импорт кокса оценивается в 1,5 млн т. Удельный вес угля в перспективном энергобалансе снизится до 4,8 %**

стоящее время отвечает за обеспечение безопасного развития отрасли и использование его результатов исключительно в мирных целях.

Достигнутые успехи в сфере электроэнергетики показаны на рис. 3. Тем не менее, своей электроэнергии стране не хватает, и в небольших объёмах, колеблющихся в зависимости от погодных условий того или иного года, Бразилия её импортирует.

Рис. 3. Динамика и структура мощности электростанций и электрогенерации в Бразилии в 2010–2019 гг.

Источник: по данным МЭА [2]



ет (в 2018 г. – 35 ТВт·ч, в 2019 г. – на 29 % меньше). Линиями электропередач Бразилия связана с Аргентиной (2000 МВт и 50 МВт), Уругваем (500 МВт и 70 МВт), Парагваем (14000 МВт и 50 МВт) и Венесуэлой (200 МВт). Существуют и другие, менее крупные межсетевые линии с Боливией, Колумбией и Парагваем [11].

Бразильская электроэнергетика постоянно сталкивается с крупными вызовами, причём в последние два десятилетия ситуация даже обострилась. Основной проблемой является неспособность отрасли синхронизировать свои возмож-

на электроэнергию в стране. Увеличивающиеся потребности покрываются за счёт роста генерации на газовых электростанциях.

Отчасти остроту проблемы недостатка генерирующих мощностей должен снизить ввод в строй трех новых крупных ГЭС – Белу-Монте, Санту-Антониу и Жирау (порт. – Belo Monte, Santo Antonio, Jirau). Но развитие гидроэнергетики даже в богатой гидроресурсами Бразилии имеет свои пределы. Тем более, что у руководства и экспертного сообщества страны пока нет единого понимания долгосрочных послед-



Enel активно развивает проекты ВИЭ в Бразилии

Источник: Enel

ности с тенденциями развития и с потребностями национальной экономики. Мировой финансово-экономический кризис 2008–2010 гг. и вялые темпы восстановления (1 % в 2012 г.) в сочетании с отсутствием перспектив улучшения конъюнктуры и с продолжительной засухой оказывали в течение длительного времени негативный эффект на бразильскую гидроэнергетику – преобладающий сектор в производстве электроэнергии. Существующие гидроэнергетические генерирующие мощности всё более не в состоянии удовлетворить растущий спрос

ствий климатических изменений для региона. Определенные надежды возлагаются на развитие ядерной энергетики. В частности, в период 2021–2029 гг. должна быть достроена и пущена в эксплуатацию АЭС Ангра-3 (Angra 3) проектной мощностью в 1,4 ГВт [6]. Тем не менее, необходимо подчеркнуть, что в Бразилии, в отличие от многих других крупных государств, ядерная энергетика никогда не играла существенной роли в обеспечении энергетической безопасности.

Как уже было отмечено, быстрыми темпами развивается ветровая и сол-

### Потребление энергии ВИЭ в промышленности Бразилии достигает 36 %, в транспорте – 22 %, в энергетике (получение этанола – 16 %), производство электроэнергии – 11 %, ЖКХ – 7 %

нечная энергетика (рост установленной мощности с 2,2 и 0 ГВт в 2013 г. до 15,4 и 4,4 ГВт в 2019 г., соответственно) [2,6,11], но пока доля этих ВИЭ в суммарной электрогенерации низка.

Согласно PDE – 2029, в предстоящее десятилетие производство электроэнергии будет ежегодно возрастать в среднем на 3,6 % и достигнет к 2019 г. 942 ТВт·ч, из которых на возобновляемую энергетику будет приходиться уже 87 % (2019 г. –

82 %). К 2029 г. совокупная мощность бразильской энергетики достигнет 246 ГВт, ежегодно увеличиваясь в среднем на 7,5 ГВт. Удельный вес генерирующих мощностей, работающих на ископаемых энергоносителях (прежде всего на природном газе) увеличится на 3 % и составит 44 ГВт. Суммарный объём генерирующих мощностей солнечной и ветроэнергетики возрастёт примерно на 12 % и составит 54 ГВт. Нарастание генерации на ископаемом топливе объясняется стремлением властей укрепить национальную энергетическую безопасность: такого рода генерирующие объекты рассматриваются как гарантия стабильности энергообеспечения на случай нештатных ситуаций в солнечной и ветровой энергетике [6].

### Заключение

Анализируя энергетическую политику Бразилии, необходимо отметить, что это крупнейшее государство Латинской Америки располагает неоспоримым потенциалом для устойчивого и конкуренто-

ГРЭС

Источник: wrbl.com



способного развития национального энергетического сектора. Успешность развития энергетического сектора будет зависеть от способности страны преодолеть ряд внутренних структурных проблем.

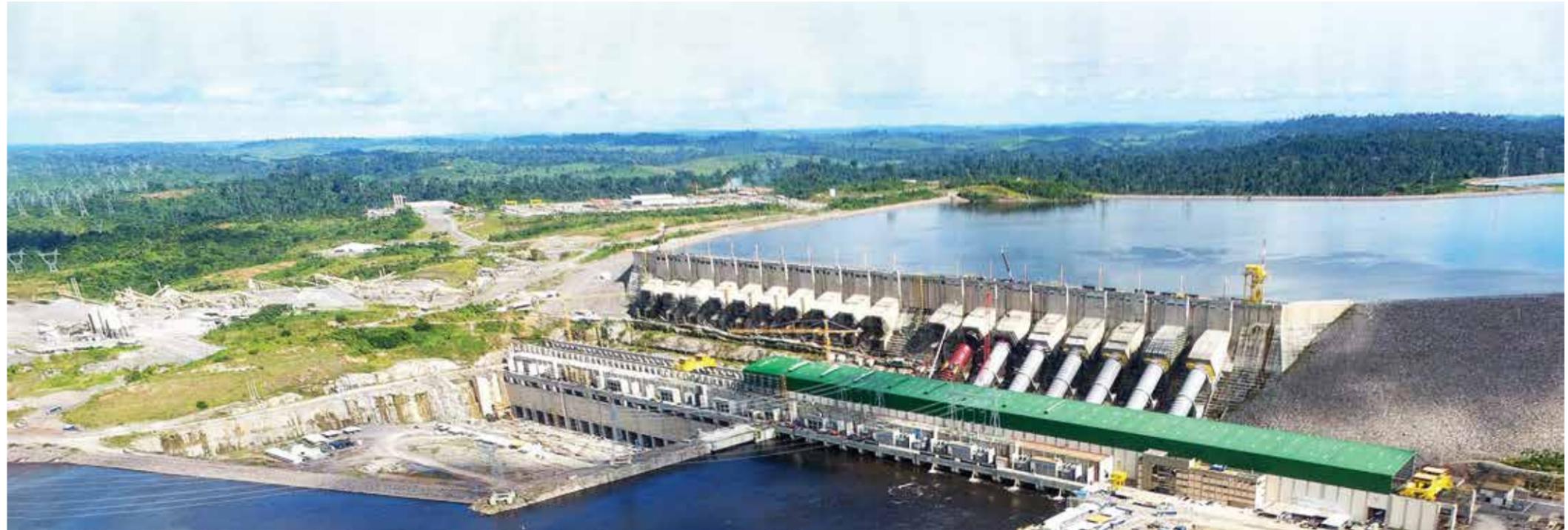
Обладая гигантской ресурсной базой – большими запасами нефти подсолевых горизонтов, крупными месторождениями углеводородов на суше, впечатляющими био- и гидроресурсами, а также энергией солнца и ветра, страна имеет все шансы не только полностью покрывать собственные потребности в энергии, но и стать крупным её экспортером.

Однако в настоящее время национальная экономика продолжает находиться в застое, в стране периодически отмечаются перебои с поставками топлива и энергии, а предпринимаемые властями контрмеры характеризуются хаотичностью и непоследовательностью. Перечисленные явления являются следствием противоречивости бразильской энергетической политики, которая, начиная с 1990-х годов, эволюционировала в направлении поэтапного открытия национального энергетического сектора для внешних игроков и либерализации работы на нём. Тем не менее, монополистические проявления по-прежнему сильны практически во всех отраслях энергетики страны.

Наконец, пример Бразилии демонстрирует, что непеременимыми атрибутами энергетической политики любого современного государства должны быть совершенствование стандартов управления, предсказуемость, регуляторная стабильность, прозрачность, устойчивость и гарантированная отдача от капиталовложений.

Кроме опыта реализации национальной энергетической политики, для Рос-

**В последнее время в Бразилии быстрыми темпами стала развиваться ветровая и солнечная генерация, но удельный вес её продукции в суммарном энергопотреблении страны составляет всего около 2 %**



Одна из крупнейших в мире ГЭС Белу-Монти на реке Шингу в Бразилии

Источник: Norteenergia.com.br

сии несомненный интерес представляет и практическое сотрудничество с Бразилией в сфере энергетики. В международном энергетическом сотрудничестве Бразилия выделяет для себя несколько приоритетов. Во-первых, это привлечение инвестиций и технологий в ТЭК – как в традиционную, так и в возобновляемую энергетику. Наиболее перспективными направлениями являются развитие производства электроэнергии и расширение использования всех видов биотоплива. Во-вторых, это укрепление национальной энергетической безопасности путём диверсификации энергетического баланса в соответствии со своими возможностями и доступными ресурсами. В-третьих, это поиск возможностей для сотрудничества в рамках энергетического перехода как средства для обеспечения целей устойчивого развития; и, наконец, это координация позиций на международных энергетических форумах с учётом приоритетов и особенностей энергетической политики разных государств.

Сотрудничество Бразилии и России в рамках БРИКС является предпосылкой для успешного взаимодействия обеих стран и в сфере энергетики.

## Использованные источники

1. *Key world energy statistics 2019* – URL: <https://webstore.iea.org/download/direct/2831>
2. *World Energy Outlook 2019*. OECD/IEA, 2019. 810 pages. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
3. *Procedimento de elaboração do Plano nacional de energia – PNE*. Ministério de minas e energia. Brasília, dezembro de 2018. P.25. – URL: [01-relatorio-procedimento-de-elaboracao-do-plano-nacional-de-energia-pne.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/2018/12/01-relatorio-procedimento-de-elaboracao-do-plano-nacional-de-energia-pne.pdf) (www.gov.br)
4. *Plano Nacional de Energia 2050 / Ministério de Minas e Energia*. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020. P.243. – URL: <https://www.gov.br/mme/pt-br/2020/07/24-plano-nacional-de-energia-2050.pdf>
5. *Brazil Regulatory Framework*. – URL: <https://www2.deloitte.com/br/en/pages/energy-and-resources/upstream-guide/articles/framework.html>
6. *2020 BRICS Energy Report / BRICS Energy Research Cooperation Platform*, October 2020.
7. *Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética*. Brasília: MME/EPE, 2007. P.254. – URL: <https://www.gov.br/mme/pt-br/2007/07/24-plano-nacional-de-energia-2030.pdf>
8. Moutinho dos Santos Edmilson, Abreu Netto Anna Luisa, Drielli Peyerl: *Opportunities and Challenges of Natural Gas and Liquefied Natural Gas in Brazil / Letra Capital*, Rio de Janeiro, 2020.
9. *Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Бразилии*. ЦДУ ТЭК, 2019. – URL: [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/articles/1/687](https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/687)
10. *Корольков А., Русакова Т. Борьба за подсолеву нефть Бразилии: мега-аукцион, который только начинается*. РСМД, 2019. – URL: <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/borba-za-podsolvevuyu-neft-brazilii-mega-auksion-kotoryy-tolko-nachinaetsya/>
11. *Платформа энергетических исследований БРИКС*. 2020. Обзор энергетики стран БРИКС. Октябрь 2020. 152 с. – URL: [https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/07/20/18364/BRICS\\_Energy\\_Report\\_rus\\_10\\_11\\_2020\\_F.pdf](https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/07/20/18364/BRICS_Energy_Report_rus_10_11_2020_F.pdf)
12. *Нефть и газ Бразилии*. – URL: [https://neftegaz.ru/analysis/energy\\_policy/328533-neft-i-gaz-brazilii/](https://neftegaz.ru/analysis/energy_policy/328533-neft-i-gaz-brazilii/)
13. *BP Statistical Review of World Energy, 2020 (69th edition)*. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
14. *MME – Government launches the “New Gas Market”, a milestone for Brazil*. – URL: <https://brazilenergyinsight.com/2019/07/24/mme-government-launches-the-new-gas-market-a-milestone-for-brazil/>
15. *Is Brazil the Energy Power of the Future (and always will be)?* – URL: <https://www.americasquarterly.org/fulltextarticle/is-brazil-the-energy-power-of-the-future-and-always-will-be/>
16. *Petrobras. Composition of consumer prices*. – URL: <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/gasoline/>
17. *Petrobras. Consumer price consumption*. – URL: <https://petrobras.com.br/en/our-activities/composition-of-sales-prices-to-the-consumer/diesel/>
18. *Petrobras. Supply of natural gas*. – URL: <https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/supply-of-natural-gas/>
19. *Proálcool*. – URL: <https://www.portalsaofrancisco.com.br/geografia/proalcool>

# Электроводородная инфраструктура в Северо-Восточной Азии

## The Electro-Hydrogen Infrastructure in Northeast Asia

Сергей ПОПОВ

Старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, директор Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии», к. т. н.  
e-mail: popovsp@isem.irk.ru

Олег БАЛДЫНОВ

Аспирант Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, инж. Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии»  
e-mail: oabaldynov@isem.irk.ru

Константин КОРНЕЕВ

Старший научный сотрудник Центра японских исследований Института Дальнего Востока РАН, к. и. н.  
e-mail: k\_korneev@mail.ru

Дарья МАКСАКОВА

Аспирант Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, младший научный сотрудник Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии»  
e-mail: maksakova@isem.irk.ru

Sergei POPOV

Ph. D.E. Sc., MESI SB RAS, head of International Research Center «Energy infrastructure in Asia»  
e-mail: popovsp@isem.irk.ru

Oleg BALDYNOV

Postgraduate, MESI SB RAS, engineer of International Research Center «Energy infrastructure in Asia»  
e-mail: oabaldynov@isem.irk.ru

Konstantin KORNEEV

C.h. sc. IFES RAS  
e-mail: k\_korneev@mail.ru

Darya MAKSAKOVA

Postgraduat, MESI SB RAS  
e-mail: maksakova@isem.irk.ru

Аннотация. В статье проводится анализ региональных институтов международного сотрудничества в Северо-Восточной Азии в электроэнергетике и в области водородных технологий. Анализ технических, экономических, социальных и институциональных факторов позволил сделать вывод о наличии предпосылок к созданию инфраструктуры электроводородной энергетики в регионе. Кроме того, сформулирован ряд предложений по развитию институтов регионального энергетического сотрудничества в части применения механизмов, способствующих достижению целей такого сотрудничества.

*Ключевые слова:* Северо-Восточная Азия, энергетика, международное сотрудничество, водородные технологии, электроэнергетика.

Abstract. The article analyzes regional energy cooperation institutions in Northeast Asia in electricity sector and hydrogen technologies. As a result of the analysis of technical, economic, social and institutional environment, the authors conclude that there are prerequisites for creation of electro-hydrogen infrastructure in the region. Besides, a number of proposals to develop the institutions of regional energy cooperation in terms of applying the mechanisms that contribute to achieving the goals of such cooperation were made.

*Keywords:* Northeast Asia, energy, international cooperation, hydrogen technologies, electric power industry.



### Несмотря на все плюсы и минусы H<sub>2</sub>, для электроэнергетики он не конкурент, а взаимодополняющий энергоноситель в виде электротоплива

#### Введение

Исчерпаемость собственных традиционных энергетических ресурсов и достижение высоких показателей потребления энергии на душу населения характерны для индустриально-развитых стран Восточной Азии<sup>1</sup> – Японии и Республики Корея (Р. Корея), а также для достигших высоких уровней социально-экономического развития Китая и китайской провинции Тайвань. Под

<sup>1</sup> Восточная Азия (ВА) географически объединяет Китай (включая Тайвань, который часто рассматривается как отдельный субъект (экономика/есополу) вследствие его существенной экономической и политической независимости), Японию, Республику Корея, Корейскую Народно-Демократическую Республику (КНДР) и Монголию.

регионом Северо-Восточной Азии (СВА), как правило, рассматриваются пять стран Восточной Азии и Россия [1]. В настоящее время стратегии энергетической безопасности этих стран связаны с концепцией *энергетического перехода*, который приведёт к возрастанию роли таких энергоносителей, как водород и синтетические топлива (в том числе электротоплива [2]). Рост электрификации конечных потребителей энергетических услуг и развитие электроэнергетической инфраструктуры, согласно концепции *энергетического перехода* [3], основано на преимущественной доле возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в структуре первичных энергоресурсов. Однако проблема интеграции ВИЭ в системы энергоснабжения связана с рядом ограничений: стохастический режим работы данных источников, необходимость соблюдения балансов производства и потребления электроэнергии, потребность значительных инвестиций в развитие электрических сетей, долгосрочное хранение энергии, и т. п.

В последние годы происходит активизация международного сотрудничества в сфере водородной энергетики. Данная тенденция связана с выходом технологий потребления водорода на этап коммерциализации, а также возможностью его использования в качестве так называемого электротоплива (e-fuels). Кроме того, в случае задействования уже готовой транспортной инфраструктуры

## Интеграция ВИЭ в системы энергоснабжения связана с рядом ограничений: стохастический режим работы, необходимость соблюдения балансов производства и потребления, значительные инвестиции

(автомобильные и железные дороги, морской транспорт), практически отсутствуют логистические ограничения на масштабы международной торговли водородом. Невозможность самообеспечения первичной энергией потребителей стран Восточной Азии приводит к увеличению мощностей ВИЭ за пределами собственной юрисдикции и возникновению потребности в развитии международной водородной инфраструктуры. Ряд стран-экспортёров энергоресурсов, таких как Австралия, уже анализируют возможности по занятию позиций на будущем рынке водорода [4], [5], [6].

Несмотря на все недостатки и преимущества энергетического использования водорода, для электроэнергии он является не конкурентом, а взаимодополняющим энергоносителем в виде электротоплива. Комбинация водорода и электроэнергии при создании электроводородной системы в регионе Северо-Восточной Азии позволит более эффективно интегрировать большие мощности ВИЭ и повысить уровень энергетической безопасности потребителей стран-участниц электроводородной системы в этом регионе. При этом Россия, Китай (его Западный, Центральный и Северный макрорегионы) и Монголия могут выступать в качестве экспортёров данных возобновляемых источников, а Япония, Южная Корея и Прибрежный макрорегион Китая – потребителей энергии ВИЭ.

Создание электроводородной системы в регионе Северо-Восточной Азии (ЭЛВИС) будет способствовать развитию не только технического и экономического, но и политического сотрудничества стран региона. Вместе с тем, при достижении существенных масштабов международной торговли электроэнергией и водородом, они должны рассматриваться в качестве «первичных энергоресурсов» для импортирующих экономик вследствие своей высокой социальной, экономической и политической значимости.

Резервуары по хранению сжиженного газа

Источник: Khunaspix / depositphotos.com



Заправка автобуса на водородных топливных элементах

Источник: Toyota

### Предпосылки исследования

Глобальная потребность в энергии находится в состоянии несбалансированности с региональными поставками [этой энергии]. Вследствие этого обстоятельства постоянно растёт необходимость в транспортировке большого количества энергии [7]. В этом трюизме выражена многогранная проблема развития международной инфраструктуры в области энергетики, являющаяся основным объектом энергетической дипломатии [8].

Международный аспект развития таких специализированных энергетических систем, как электронный и трубопроводный транспорт, характеризуется наличием в них линейных мобильных объектов, которые обеспечивают перемещение соответствующего энергоносителя. Это магистральные нефте- и газопроводы, либо линии электропередач, связывающие узлы электрической сети. Если такие узлы (пункты приема-передачи) принадлежат различным государствам, возникает множество задач, связанных с полным жизненным циклом объекта международной энергетической инфраструктуры – от зарождения самой идеи до успешной реализации. При этом наиболее известной и важной задачей является поддержание энергетической без-

опасности на основе соблюдения баланса интересов всех заинтересованных акторов.

В настоящее время по отношению к процессам развития мировой энергетической системы широко применяется термин «энергетический переход». Его парадигма заключается в изменении структуры топливно-энергетического комплекса путём трансформации всей цепочки энергоснабжения для замещения ископаемых видов топлива возобновляемыми источниками энергии (так называемой *декарбонизации энергетики*). По мнению заместителя председателя Мирового энергетического совета С. Мураки, три основные задачи

**Глобальная потребность в энергии находится в состоянии дисбаланса с региональными поставками. Из-за этого постоянно растёт необходимость в транспортировке большого количества энергии**

великого энергетического перехода XXI в. составляют декарбонизация, децентрализация и цифровизация [9].

Среди работ, посвященных проблематике развития энергетического сотрудничества России со странами Восточной Азии, стоит выделить работы А. М. Мастепанова [9] и Б. Г. Санеева [10]. Исследования влияния водородных технологий на развитие национальных энергетических систем наиболее интенсивно проводятся в Японии, Германии, Китае, Южной Корее, Великобритании и США. Тематике электроводородных систем наиболее близки исследования по проблемам создания межгосударственного электроэнергетического объединения стран Северо-Восточной Азии [11], [12], [13], [14]. Для энергодефицитных стран Европейского союза и Восточной Азии интеграция электроэнергетических сетей и водородных технологий актуальна вследствие технико-экономических показателей (экономически обоснованная длина ЛЭП) и геополитических факторов, то есть наличие нескольких заинтересованных субъектов. При этом работы, в которых рассматриваются глобальные или региональные электроводородные системы, достаточно немногочисленны [15], [16], [18].

Отличием предлагаемого авторами подхода является его нацеленность на конкретный регион (Северо-Восточная Азия) и учет институтов международного энергетического сотрудничества, направленных на решение проблем безопасности и снижения экологических последствий.

### Водородные технологии в энергетической политике

Основными энергетическими проблемами каждой из крупных промышленно развитых стран региона Северо-Восточной Азии являются обеспечение собственной энергетической безопасности, бесперебойный импорт энергоносителей, сокращение соци-



ЛЭП в Южной Корее

Источник: im\_source / Depositphotos.com

альных проблем в связи с экологическими последствиями, вызванными энергетикой.

В таблице 1 показана зависимость ряда стран Северо-Восточной Азии от импорта энергоресурсов. Она крайне высокая для Японии и Южной Кореи, весьма значительна и неуклонно возрастает по нефти и газу для Китая.

На формирование энергетической политики стран Восточной Азии оказывает влияние необходимость снижения выбросов вредных веществ в атмосферу. Особенное значение эта проблема приобрела в Китае, где подавляющая доля угля в потреблении первичных энергоресурсов приводит к высокому уровню загрязнения окружающей среды. Основными механизмами решения задач развития энергетики являются повышение эффективности использования

энергии, и снижение доли «экологически грязных» энергоносителей. При этом к «экологически чистым» будем относить лишь электроэнергию и водород, полученные в результате преобразования первичной энергии ВИЭ (включая гидроэнергию). Несомненно, такое определение является достаточно условным, поскольку для любого источника энергии можно найти порождаемые им немалые экологические проблемы. В дальнейшем изложении будем определять такие энергоносители как *зелёные*, а другие, полученные преимущественно на основе топлива – *углеродными*. К последним, в том числе, условно будем

### Возможности водородных технологий на национальном уровне Япония готова показать на летней Олимпиаде в Токио, Китай готовит водородный кластер для зимней Олимпиады в 2022 г. в Пекине

относить электрическую и тепловую энергию, вырабатываемые АЭС, а также водород, производимый из ископаемых топлив.

Стремительный прогресс технологий водородной энергетики в последние несколько лет и требования *декарбонизации* заставляют правительства стран Восточной Азии начать рассматривать электроэнергию и водород в качестве импортируемых энергоресурсов. В подавляющем большинстве исследований *энергетического перехода* как мировых, так и ведущих российских энергетических центров, намечены три основных направления использования водородных технологий: вытеснение нефтепродуктов из транспортного сектора, обеспечение энергетическими услугами в зданиях, управление режимами работы электроэнергетических систем<sup>2</sup>.

В связи с наблюдаемой уже несколько лет волной энтузиазма по поводу потенциала водородных технологий для обеспечения *энергетического перехода* исследователи, занимающиеся социально-психологическими аспектами пропаганды энергетической политики, указывают на необходимость выделять роль «зелёного» водорода [21]. В текущих условиях налогового и финансового регулирования развития энергетики бизнес-акторам выгодно как можно дольше откладывать принятие юридически обязывающих и эффективных мер контроля над происхождением и сертификацией продаваемого потребителю энергоносителя.

Принципиальная особенность «зелёного» водорода заключается в том, что при его производстве отсутствует эмиссия парниковых газов, а в качестве основного технологического процесса выступает электролиз воды на основе электроэнергии ВИЭ. По показателям энергетической и экономической эффективности он существенно уступает *углеродному* водороду, производимому на основе традиционных топливных энергоресурсов – природного газа, угля и нефти.

Обратный процесс – получение электрической и тепловой энергии из водорода, обеспечивается такой важнейшей технологией, как топливные элементы (ТЭ). Энергетическая эффективность ТЭ не уступает,

Таблица 1. Зависимость Китая, Японии и Р. Корея от импорта энергоресурсов в 2019 г., проценты

Страна	Уголь	Нефть	Газ	Электроэнергия	ВИЭ
Китай	6	46	43	- 0,3†	0
Япония	100	98	98	0	0
Р. Корея	99	100	100	0	0

Примечание: † – нетто-экспортёр

Источник:  
рассчитано по данным Enerdata [18] и SCI [19]

<sup>2</sup> Прогнозы перспективного развития энергетики мира выполняют международные организации (в том числе такие, как Международное энергетическое агентство ОЭСР – МЭА/IEA, IIASA и т. п.), национальные и международные энергетические исследовательские центры (например, EIA DOE USA, IEEJ, ИнЭИ РАН, ENERDATA, APERC, и т. д.), бизнес (ExxonMobile, BP, Shell, Equinor, DNVGL, Bloomberg, ADB и т. д.).

а зачастую и превосходит аналогичный показатель газотурбинных технологий. На основе еще находящихся на стадии коммерциализации технологий длительного хранения водорода могут быть разработаны системы суточного и сезонного регулирования генерации электроэнергии.

Для создания условий, обеспечивающих конкурентоспособность водорода с другими видами энергоносителей, необходимо подготовить инфраструктуру его хранения и транспорта, согласовать нормативы технической безопасности, разработать механизмы гарантий для его потребителей. Институты поддержки водородных технологий будут иметь решающее



Автобус на водороде, Китай  
Источник: 'khuanD / depositphotos.com

значение на первоначальных этапах реализации политики энергетического перехода [2, с. 167].

Возможности водородных технологий на уровне национальной энергосистемы Японии была готова продемонстрировать уже на летних Олимпийских играх в Токио 2020 г., Китай ведёт подготовку аналогичного водородного кластера для зимних Олимпийских игр 2022 г. в Пекине [21]. Такого рода масштабные демонстрации должны послужить отправной точкой в процессе создания сегмента водородного энергоносителя в мировой энергетике, который неизбежно приведёт и к возникновению международного рынка энергетического водорода.

## Анализ институтов энергосотрудничества в регионе

В Центре энергетических исследований АТЭС (Asia Pacific Energy Research Centre, APERC) один из авторов руководил проектом Understanding International Energy Initiatives, методические и практические результаты которых обсуждались на нескольких встречах Энергетической рабочей группы АТЭС и опубликованы в двух отчётах [22], [23]. Основные положения исследований на русском языке и актуализация методологии применительно к Северо-Восточной Азии были представлены в [24], [26]. На основе уже апробированной методики был выполнен сбор и анализ публично доступной информации для исследования многостороннего международного сотрудничества в области электроэнергетических и водородных систем в регионе.

Международная энергетическая инициатива (далее используется сокращение – МЭИ) определяется как сотрудничество:

- в которое вовлечены участники не менее чем из трёх стран;
- которое основывается на попытках решения совместных проблем в области энергоснабжения. Конечными целями является либо повышение уровня энергетической безопасности, либо снижение отрицательного влияния энергетических систем на природную среду, либо к достижению обеих целей одновременно;
- которое представляет собой добровольно предпринятую попытку выработки и осуществления скоординированной стратегии по достижению своих явно выраженных целей для удовлетворения разнообразных некоммерческих потребностей (или амбиций) своих участников, а также формирования/реформированию институтов рынка в данном контексте.

Существует также краткое рабочее определение Международной энергетической инициативы: «скоординированная среди многих участников стратегия, направленная на достижение конкретных целей в рамках проблем, связанных с энергетикой, и добровольно предприни-

маемая ими для удовлетворения потребностей, оказывающих на рынок косвенное влияние потребностей, либо каких-либо амбиций своих участников» [23, с. 1].

Участниками (акторами) МЭИ могут являться другие организации, правительства стран-участников, субъекты энергетического бизнеса, общественные некоммерческие организации. Выделены шесть основных методов достижения целей сотрудничества, которые сведены в две категории – *твёрдые* и *мягкие*. *Твёрдые* методы включают *развитие энергетической производственной инфраструктуры, финансовые инструменты и правовые механизмы*; к *мягким* относятся *совместное выполнение НИОКР, обмен информацией, образование и повышение квалификации*. Кроме того, сформированы два эмпирических закона МЭИ. Первый состоит в том, что попытки добиться целей *твёрдыми* методами имеют большее политическое значение (общественный «вес»), чем *мягкими*. Однако *твёрдые* методы могут быть использованы только при наличии фундамента, созданного *мягкими*. Второй эмпирический закон утверждает, что количество применяемых *твёрдых* методов находится в обратной пропорциональности к уровню взаимопонимания и доверия,

Южная Корея может стать одним из основных потребителей H<sub>2</sub> в регионе СВА

Источник:  
ibBoris / depositphotos.com



## Введение в энергобалансы нового энергоносителя – водорода, должно вызвать волну международных инициатив, связанных с обеспечением стандартов безопасности в области энергетики

сложившихся между участниками МЭИ. Иначе говоря, *мягкие* методы сотрудничества подготавливают условия для обеспечения самого процесса нахождения баланса интересов участников, фиксируемого *твёрдыми* подходами, они имеют поисковый характер, требуют больших затрат ресурсов, и демонстрируют заинтересованность акторов в достижении результатов.

Данный подход к анализу многостороннего энергетического сотрудничества применен в этой статье к проблемам создания электроводородной системы в регионе Северо-Восточной Азии.

## Современное состояние сотрудничества в области электроэнергетики и водородных технологий в Северо-Восточной Азии

Категория проблем энергетической безопасности охватывает не только обеспечение собственных потребителей достаточными объёмами качественных, доступных энергоресурсов, но и организацию безопасной эксплуатации объектов энергетики, обращения с энергоносителями на всех этапах энергоснабжения: производства, преобразования, транспорта, и наконец, предоставления востребованных потребителем энергоуслуг. Несомненно, начинающаяся в мировой энергетике стадия введения в энергетические балансы нового энергоносителя – водорода, должна вызвать волну международных инициатив, связанных с механизмами обеспечения стандартов безопасности в области энергетики на этапе коммерциализацией водородных технологий. Аналогично и проблемы сокращения воздействия энергетических систем на окружающую среду не ограничиваются снижением эмиссии парниковых газов.

Авторами была собрана и систематизирована информация о действующих в настоящее время в регионе коллабораций, задачами которых является развитие международных электроэнергетических связей и применение водородных технологий для

достижения целей энергетического перехода – повышения безопасности в области энергетики и снижения отрицательного антропогенного воздействия на природную среду. В таблице 2 приведена количественная информация по таким инициативам.

### Япония и Южная Корея принимают участие в созданной Германией в 2015 г. организации по развитию инфраструктуры для заправки транспорта, использующего топливные элементы H<sub>2</sub> Mobility

Необходимо отметить, что одна международная энергетическая инициатива может сочетать различные цели, иметь несколько методов их достижения и относиться к различным энергоносителям.

Анализ собранной информационной базы показывает высокую частоту использования *мягких* методов сотрудничества, а также *регулирующих*, которое относится уже к *твёрдым* подходам. Второй эмпирический закон международных энергетических инициатив также подтверждается превышением количества *мягких* методов сотрудничества над *твёрдыми* (см. таблицу 2).

Таблица 2. Количественные показатели многостороннего энергетического сотрудничества в области электроэнергетических систем и водородных технологий в регионе СВА

Методы достижения целей	Безопасность		Экология	
	PG†	H <sub>2</sub> ‡	PG	H <sub>2</sub>
1. Энергетическая инфраструктура	-	1	-	-
2. Финансовые механизмы	-	2	-	2
3. Правовое, техническое и проч. регулирование	2	4	2	5
4. НИОКР	3	4	3	5
5. Обмен информацией	5	7	6	8
6. Повышение квалификации, рост компетенций	5	6	6	8
<b>Участие в МЭИ экономик региона СВА</b>				
Китай	5	6	6	8
Япония	5	7	6	7
Р. Корея	5	6	6	7
Тайвань	-	1	-	1
КНДР	3	2	3	2
Монголия	4	1	4	1
Россия	5	3	6	5

Примечания: † – электроэнергетика; ‡ – водородные технологии

Источник:  
оценки авторов

Исходя из технических возможностей применения водорода в электроэнергетике, уже существующие в Северо-Восточной Азии международные инициативы могут рассматривать данные технологии в качестве средств сезонной аккумуляции энергии и управления режимами работы энергетических сетей. Процедуры сертификации «зелёных» энергоносителей (электроэнергии, водорода) могут быть включены в повестку дня уже имеющихся инициатив и иметь области пересечения.

Анализ второй части таблицы 2 указывает на наличие сформировавшейся группы активных участников, в которой трудно выделить явного лидера: Китай, Япония и Корея активны при обсуждении как водородной, так и электроэнергетической тематики. За ними следует Россия, далее – Монголия и КНДР. Тайвань не верит в соединение с материковыми провинциями Китая посредством ЛЭП, но не намерен упускать коммерческие возможности, предоставляемые водородными технологиями.

В области электроэнергетики старейшими международными организациями, в которых состоят практически все экономики региона, являются Международная электротехническая комиссия, основанная в 1906 г. (кроме Монголии и Тайваня), и существующая с 1947 г. Международная организация по стандартизации (ISO, кроме Тайваня). Непосредственно проблемами создания межгосударственных электроэнергетических систем в регионе занимаются две международные организации – экспертная рабочая группа по энергетической связности при Социально-экономической комиссии ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО), и GEIDCO (Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization). Они же являются основными организаторами регулярной международной конференции «Энергообъединение региона Северо-Восточной Азии» (NEARPIC Forum).

Япония была одной из стран-основательниц Международной ассоциации водородной энергетики (International Association for Hydrogen Energy), созданной в 1974 г.<sup>3</sup> (в настоящее время в нее входят пять из семи экономик Северо-Восточной Азии). Деятельность организации связана с совместными исследованиями, формированием общественного мнения и повы-

<sup>3</sup> The International Journal of Hydrogen Energy – журнал Международной ассоциации водородной энергетики.

шением компетенций в сфере водородной энергетики, современный этап направлен на ускорение коммерциализации водородных технологий и формирование рынка данного топлива. Программа сотрудничества МЭА в области водородных технологий [27] основана в 1977 г., её участниками в Северо-Восточной Азии являются Китай, Япония и Южная Корея. В 2003 г. создано Международное партнёрство по водороду и топливным элементам в экономике (The International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy), призванное координировать и организовывать проведение международных НИОКР, а также предоставлять рекомендации в области



Китай активно развивает технологии ВИЭ  
Источник: ChinaEnergy.com

регулирования и стандартизации. Япония и Р. Корея принимают участие в созданной Германией в 2015 г. организации по развитию инфраструктуры для заправки транспорта, использующего топливные элементы H<sub>2</sub> Mobility [28]. С 2017 г. работает Водородный совет (Hydrogen Council [29]) – инициатива, направленная на ускорение притока инвестиций и привлечение различных мер поддержки отрасли, активное участие в которой принимают Китай, Япония и Корея. В 2018 г. в рамках инициативы Mission Innovation был заявлен 8-й инновационный вызов «Возобновляемый и чистый водород» (IC8: Renewable and Clean Hydrogen [20]), целью которого является развитие мирового водородного

рынка путём помощи в преодолении ключевых технологических барьеров.

В области водородных технологий Россия, в отличие от крупных экономик региона США, не участвует в программах сотрудничества МЭА, Совета по водороду, «Водородная мобильность» и инновационный вызов. Вместе с тем, необходимо указать на практическое значение накопленного Россией опыта многостороннего сотрудничества в области создания международной инфраструктуры газопроводов в регионе, полученного в процессе участия с 1996 по 2018 гг. в Форуме газопроводов Северо-Восточной Азии (NAGPF [31]).

Исходя из выполненного анализа направления трансформации энергетической политики стран Восточной Азии, наличия институтов международного энергетического сотрудничества в этом регионе, интересов и возможностей России, предлагается активизировать исследования возможностей России по участию в создании электроводородной инфраструктуры в Северо-Восточной Азии, а также усилить взаимодействие на всех уровнях международного общения со странами данного региона по проблемам энергетического перехода.

### Факторы влияния на обсуждение международных электроводородных систем в Северо-Восточной Азии

В 2019 году на саммите «G20» было опубликовано коммюнике об энергетическом переходе, на появление которого большое влияние оказал подготовленный по просьбе и при поддержке правительства Японии доклад «Future of hydrogen» [2]. Реализация задач международного энергетического сотрудничества в Северо-Восточной Азии с целью создания соответствующей инфраструктуры транспортировки электроэнергии и «зелёного» водорода, по определению, возможна лишь при достижении баланса интересов участников такой гипотетической инициативы. В этом случае важную роль играет наличие механизмов, которые способствуют взаимопониманию и обеспечивают решение поставленных задач. Несомненно, на состав, функции и структуру таких механизмов влияют факторы технологические, связанные с особенно-



Китай создал крупнейшую в мире солнечную электростанцию на воде

Источник: ireviews.com

стями рассматриваемых энергетических технологий, а также природные, ресурсные, социальные и политические, характерные для данного региона.

Далее кратко перечислены основные факторы, которые необходимо учитывать для конструирования механизмов создания благоприятных условий по формированию баланса интересов участников МЭИ, целью которой является построение инфраструктуры для торговли электроэнергией и «зелёным» водородом:

1. Япония, Южная Корея и Тайвань (государства с островным менталитетом) до настоящего времени не имеют объектов международной линейной энергетической инфраструктуры – межгосударственных ЛЭП и трубопроводов. Следовательно, отсутствует нормативная и законодательная база, а также институты, которые позволяют осуществлять крупномасштабную торговлю соответствующими типами и формами энергоносителей. Импорт природного газа из Средней и Юго-Восточной Азии в Прибрежный макрорегион Китая (который по существу также близок к островному менталитету), начался лишь в 2009 г. и 2013 г., соответственно. Основной двусторонний коридор торговли электроэнергией в Китае проходит через провинцию Юнь-



Островной Тайвань заинтересован в развитии водородных технологий  
Источник: isabel dalyan / depositphotos.com

2. На экономическом уровне не сформирована потребность, а на политическом уровне отсутствует убежденность заинтересованных стран в необходимости создания многосторонних институтов для организации торговли электроэнергией в регионе Северо-Восточной Азии.
3. Формирование спроса на водород находится в первоначальной стадии в Японии, Китае и Корее. Даже в этих странах позиции и правительства, и бизнеса, по отношению к институтам международной торговли водородом как энергоносителем, концептуализированы еще в меньшей степени, чем для электрэнергии.
4. В Северо-Восточной Азии существует ряд инициатив, объектами которых являются международные электрэнергетические системы и водородные технологии. Важной составляющей этих инициатив выступают механизмы согласования институтов национального и международного уровней в области регулирования и управления развитием соответствующих систем энергетики. Очевидно, для смешанных электрводородных систем потребуются обеспечить взаимосвязанное между

технологиями аналогичное согласование.

5. Идея создания электроводородной системы стран Северо-Восточной Азии должна основываться на инициативах многостороннего сотрудничества в области электрэнергетики. При этом, для электрэнергетических систем процесс нахождения баланса интересов участников международного сотрудничества существенно сложнее, чем для водородных систем, поскольку в случае последних не требуется создания линейных инфраструктур, а вполне достаточно наличия традиционных систем грузового транспорта.
6. Для технологий транспортировки рассматриваемых энергоносителей не существует различий, связанных с их происхождением, которое определяется методами и способами генерации электрэнергии (производства водорода). Иными словами, «зелёная» и «углеродная» электрэнергия (водород) подчиняются одним физическим законам.
7. Для решения социальных (в том числе экологических), экономических и политических задач водород, полученный электролитическим способом – это не то же самое, что «зелёный» водород, поскольку в процессе производства первого может быть использована «углеродная» электрэнергия. Более того, данный энергоноситель любого происхождения может являться первой ступенью для производства синтетических топлив, которые заменят традиционные.
8. Решение проблемы квалификации энергоносителей на «зелёные» и прочие (условно названные «углеродными») влечёт за собой проблемы сертификации таких энергоносителей, их учёта, создания и согласования методики ценообразования, влияния на оценки эффективности проектов и влияния на баланс интересов участников инициативы в целом.
9. Природный фактор имеет большое значение для электроводородной системы. Во-первых, для хранения запасов энергии на гидроаккумулирующих электростанциях, а также для производства электролитиче-

ского водорода требуется наличие водных ресурсов. Во-вторых, объекты энергетической инфраструктуры, обеспечивающие транзит любого энергоносителя, и которые находятся на территории одного из участников МЭИ, автоматически генерируют геополитический фактор.

10. Для всех стран Восточной Азии, включая Монголию, в принципе возможно создание конкурентного рынка водорода, однако вследствие природно-географического фактора

дарств на Корейском полуострове значительно усложняет процессы формирования состава участников многостороннего сотрудничества и нахождения баланса интересов между ними.

12. Далее представлены краткие характеристики современного состояния национальных институтов развития водородной инфраструктуры для перспективных участников электроводородной системы в Северо-Восточной Азии.



Водородная станция Национального собрания в Сеуле, Южная Корея

Источник:

Keitma / Depositphotos.com

появление новых участников международной электроэнергетической инфраструктуры в Северо-Восточной Азии весьма затруднительно.

11. КНДР обладает природным и техническими потенциалами (гидроэнергетические ресурсы и возможность их использования в режиме ГАЭС), а также потенциалом роста потребления энергоресурсов, которые благоприятствуют вовлечению этой страны в различные проекты создания электроводородной системы региона. При этом, геополитический фактор противостояния двух госу-

## Россия

В ноябре 2019 г. при Минэнерго РФ создана рабочая группа по развитию водородной энергетики, в состав которой вошли «Газпром», «Сбербанк», «Росатом», а также представители научного и экспертного сообщества. Основными задачами группы являются выработка системных мер поддержки этой отрасли энергетики, экспертиза пилотных проектов, устранение регуляторных барьеров для формирования рынка такого энергоносителя в России, создание плана мероприятий по развитию водородной энергетики в России [33].

В июне 2020 г. была принята Энергетическая стратегия России на период до 2035 г., в котором водородной энергетике отводится особое место. Отмечен потенциал российского ТЭК для производства водорода, поставлена задача становления страны в качестве одного из лидеров в данной области. Разработана дорожная карта развития и внедрения водородных технологий, в том числе экспорт 2 млн т водорода в 2035 г. [34].

В октябре 2020 г. был утвержден план мероприятий (дорожная карта) по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 г. Предусматривается реализация ряда пилотных проектов в области производства и потребления водорода. План учитывает необходимость международного сотрудничества и участие в международных инициативах в области водородных технологий. Уделено внимание фактору эмиссии парниковых газов в цепочке создания стоимости водорода, в том числе, обозначен такой важный институциональный аспект как сертификация «зеленого» водорода [35].

## Китай

Государственный комитет по развитию и реформам, совместно с входящей в его состав Национальной энергетической администрацией, является основным институтом по формированию и реализации энергетической политики страны. Аналогичные структуры существуют на уровне провинций и городов центрального подчинения. В число национальных организаций, деятельность которых связана с развитием водородной энергетики и водородных технологий, входят Водородная ассоциация Китая (China Hydrogen Alliance) и Сообщество инженеров автоиндустрии Китая (China Society of Automotive Engineers).

Задачи повышения мощностей генерации электроэнергии на основе ВИЭ, развития технологий ее аккумулирования, в том числе с применением водородных методов, относятся к ключевым задачам энергетической стратегии Китая. К 2030 г. поставлена цель по снижению углеродоемкости ВВП на 60–65 % относительно уровня 2005 г. и достижению 20 % доли возобновляемой энергии в структуре энергопотребления. К 2050 г. доля ВИЭ должна превысить 50 % [36]. В число ключевых направлений развития экономики, согласно инициативе «Made

## Согласно «Белой книге», подготовленной Водородной ассоциацией Китая, доля водорода, используемого в энергетической системе страны, должна возрасти с 2,7 % в 2019 г. до 10 % к 2050 г.

in China 2025» [37], вошли развитие транспортных средств на топливных элементах и формирование внутри страны полной цепочки создания стоимости в автомобильной промышленности.

Согласно «Белой книге», подготовленной Водородной ассоциацией Китая, доля водорода, используемого в энергетической системе Китая, должна возрасти с 2,7 % в 2019 г. до 10 % к 2050 г. [38, с. 41]. Суммарная потребность страны в водороде составит 60 млн т, а количество транспортных средств на топливных элементах вырастет с 2 тысяч в 2019 г. до 5 млн в 2050 г. [38, с. 41].

## Япония

В конце 2017 г. принята Базовая стратегия развития водородной энергетики,

Строительство высокогорных ЛЭП в Китае  
Источник: Xaoin / depositphotos.com



дополняющая положения *Основного энергетического плана* (ОЭП), стратегии Японии в области энергетики. Следует отметить, что Япония стала первой страной в мире, на официальном уровне принявшей документ такого рода. Стратегия представляет официальное видение развития водородной энергетики страны [39] в перспективе до 2050 г., в которой выделяются четыре ключевых направления:

1. Радикальное увеличение роли водорода в энергоснабжении зданий и в транспортном секторе экономики.
2. Создание водородных кластеров и развитие инфраструктуры для транспортировки водорода.
3. Максимально возможное распространение водородной энергетики с целью снижения эмиссии ПГ.
4. Развитие международного сотрудничества в вопросах транспорта и хранения водорода, создание международных стандартов для технологий топливных элементов.

Предполагается, что к 2030 г. потребность Японии в «зелёном» водороде может достигнуть 250 тыс. т, а к 2050 г. 5–10 млн т, причём собственное производство будет в состоянии обеспечить не более половины этой потребности. Количество транспортных средств на топливных элементах планируется довести до 1 млн единиц к 2030 г., и 4–8 млн к 2050 г.

В стране формируются институты управления развитием водородной инфраструктуры, многие из которых не имеют аналогов в других странах. Наиболее важными нормативно-законодательными актами являются:

- акт о безопасности транспортировки и хранения газа под высоким давлением устанавливает нормативы технической эксплуатации газовой инфраструктуры;
- акт о безопасности и здоровье персонала на производстве регулирует интенсивность и режим работы людей на объектах повышенной опасности;
- закон о движении дорожного транспорта регулирует правила перевозки водорода по дорогам общего пользования;
- закон о пользовании морскими портами вводит особый режим для размещения объектов водородной инфраструктуры [40].

## Республика Корея

Программы по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ Республики Корея разрабатываются на уровне центрального правительства (Министерством земли, инфраструктуры и транспорта, Министерством торговли, промышленности и энергетики, Министерством науки, информационно-коммуникационных технологий и планирования будущего, Министерством окружающей среды) и на уровне региональных властей [41].

В Южной Корее насчитывается 900 транспортных средств на топливных элементах и 18 водородных заправочных станций. К 2040 г. число производимых транспортных средств на топливных элементах в стране должно достигнуть 6,2 млн, а заправочных станций – превысить 1,2 тыс. [42]. Центрами распространения технологий должны стать «водородные города». К 2022 г. будет завершено преобразование трех городов, энергообеспечение которых будет обеспечиваться за счет топливных элементов общей мощностью 9,9 МВт, будет построена сеть водородных заправочных станций. В настоящее время правительство Кореи занято согласованием данного проекта с населением страны. К 2030 г. планируется преобразовать в водородные до 10 % городов, округов и поселков, а к 2040 г. – 30 % [43]. К 2040 г. планируется потреблять более 5,2 млн т водорода, и увеличить производство транспортных средств на топливных элементах до 6,2 млн шт. [44] и использовать для энергетических целей более 5,2 млн т водорода. Государственной газовой компанией Kogas заявлено о возможности импорта данного энергоносителя с помощью морского транспорта [45].

Установка по производству водорода, Япония  
Источник: Aeen / depositphotos.com



Новые системы хранения водорода  
Источник: Chinaenergy.com

## Предложение по развитию многостороннего сотрудничества с целью создания электроводородной системы в Северо-Восточной Азии

Исследование взаимосвязи электроренергетической и водородной систем в условиях значительных масштабов и дальности транспорта энергии ВИЭ требует наличия сложного научного инструментария. Использование в электроводородной системе хранилищ водорода может выступать средством обеспечения надёжной и устойчивой работы электроренергетических систем прибрежных провинций Китая, а также обеспечивать импорт «зелёной» энергии в Японию, Республику Корея, на Тайвань.

Как было установлено в исследованиях APERC, существенными препятствиями для сотрудничества при решении общей энергетической проблемы являются отсутствие взаимопонимания, невозможность оценить и выразить свою уникальность, отсутствие координации между различными МЭИ [24, с. 2]. Вместе с тем уже имеются примеры, когда описываемые энергетические объекты модели позволяют обеспечивать обсуждение общих проблем участниками с различными компетенциями, например форум TIMES [46]. Для исследования водородных систем, а именно: спроса на водород [47], [48], мировых рынков водорода [16], создания электроводородных систем на национальном уровне [49], [50] успешно применяются зарекомендовавшие себя методы моделирования.

Инструмент, позволяющий описать объект исследования и дать количественные оценки, мог бы способствовать взаимопониманию между участниками соответствующих МЭИ. Предлагается создание *экосистемы* модели региональной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей потребность в «зелёных» электроэнергии и водороде, совместно с углеродными энергоносителями. Открытое обсуждение в рамках такой экосистемы позволит участникам независимо верифицировать предложения, обсуждаемые в рамках рабочих механизмов, однозначно интерпретировать результаты исследований и в целом повысить эффективность международного сотрудничества для достижения баланса интересов в области развития международной энергетической инфраструктуры в регионе.

## Заключение

В настоящее время усиливается роль водородных технологий в формировании энергетической политики Японии, Республики Корея и Китая. Одновременно происходит активизация сотрудничества стран Северо-Восточной Азии в сфере создания региональной электроренергетической инфраструктуры. Обе тенденции связаны с фундаментальными проблемами энергетической политики стран региона: обеспечения энергетической безопасности, развития экономики на основе инновационных технологий, а также решения социальных проблем. Одной из основных социальных проблем является снижение антропогенного воздействия на природную среду, в том числе сокращение эмиссии парниковых газов.

В регионе имеются технические, экономические и институциональные предпосылки к созданию международной электроводородной энергетической инфраструктуры.

---

**К 2030 г. потребность Японии в «зелёном» водороде может достигнуть 250 тыс. т, а к 2050 г. 5–10 млн т, причём собственное производство сможет обеспечить только половину этого спроса**

---

На перспективы создания такой гибридной системы благоприятно влияют природные и экономико-географические особенности данного региона, обуславливающие дихотомию источников энергоресурсов и центров энергопотребления. Сокращение импорта топлива и рост взаимной торговли стран Северо-Восточной Азии такими энергоносителями, как электроэнергия и «зелёный» водород, будет способствовать росту политического доверия и укреплению региональной системы безопасности. Ключевым фактором для создания электроводородной инфраструктуры является наличие национальных и международных институтов торговли сертифицированными «зелёными» энергоносителями, включая юридически обязывающий режим ограничения эмиссии парниковых газов.

Выполнен анализ международных энергетических инициатив в сфере водородных технологий и электроэнергетических систем, в которых участвуют страны региона. Сделан вывод о необходимости разработки инструментария для нахождения баланса интересов в области международной электроводородной инфраструктуры и его использования соответствующими инициативами в регионе Северо-Восточной Азии. Иными словами, требуется интенсифицировать все уровни процесса регионального обсуждения проблем энергетического перехода – от технологического до социального и политического.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-014-00024.

## Использованные источники

1. APEC Economy. 2020. – URL: <https://www.apec.org/Glossary> (accessed: 20.01.2021).
2. The Future of Hydrogen. Paris : IEA, 2019. – URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (accessed: 24.01.2021).
3. IEA Clean Energy Transitions Programme. 2018. – URL: <https://www.iea.org/reports/clean-energy-transitions-programme-2018> (accessed: 20.01.2021).
4. Bruce S., Temminghoff M., Hayward J., Schmidt E., Munnings C., Palfreyman D., Hartley P. National Hydrogen Roadmap // CSIRO. 2019. Australia.
5. Opportunities for Queensland business in Japan's hydrogen economy // TIQ International Market Report. 2019. – URL: <https://www.tiq.qld.gov.au/files/japan-hydrogen-international-market-report-fa-1-pdf/> (accessed: 20.01.2021).
6. Boretti A. Production of hydrogen for export from wind and solar energy, natural gas, and coal in Australia // International journal of hydrogen energy. 2020. Vol. 45. No. 7. P. 3899–3904. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.080
7. On this month's cover. LNG industry. October 2019. P. 2. – URL: <https://d1tp9je03a4iqr.cloudfront.net/preview/lng-industry/2019/LNGIndustry-October-2019-Preview.pdf> (accessed: 20.01.2021).
8. Энергетическая дипломатия в современном мире: меньше экономики, больше геополитики // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Международные отношения. 2019. Т. 19. № 3. С. 472–479. DOI: 10.22363/2313-0660-2019-19-3-472-479
9. Мастепанов А.М. Интеграционные процессы в энергетике Северо-Восточной Азии и роль природного газа в их развитии // Энергетическая политика. 2018. № 6. С. 38–57.
10. Saneev V. Regional priorities of the Eastern energy policy of Russia // Regional Energy Policy of Asian Russia. E3S Web of Conferences 2019. Vol. 77. DOI: 10.1051/e3sconf/20197701006
11. Подковальников С. В., Савельев В. А., Чудинова Л. Ю. Исследование системной энергоэкономической эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии // Известия РАН. Энергетика. 2015. № 5. С. 16–32.
12. Bogdanov D., Breyer C. North-East Asian Super Grid for 100% renewable energy supply: Optimal mix of energy technologies for electricity, gas and heat supply options // Energy Conversion and Management. 2016. Vol. 112. P. 176–190. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.01.019
13. Otsuki T., Mohd Isa A., Samuelson R. D. Electric power grid interconnections in Northeast Asia: A quantitative analysis of opportunities and challenges // Energy Policy. 2016. Vol. 89. P. 311–329. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.11.021
14. Yilmaz S., Li X. Energy socialization: The Northeast Asia energy grid and the emergence of regional energy cooperation framework // Energy Strategy Reviews. 2018. Vol. 22. P. 279–289. DOI: 10.1016/j.esr.2018.10.001
15. Otsuki T., Komiyama R., Fujii Y. Techno-economic assessment of hydrogen energy in the electricity and transport sectors using a spatially-disaggregated global energy system model // Journal of the Japan Institute of Energy. 2019. Vol. 98. No. 4. P. 62–72. DOI: 10.3775/jie.98.62
16. Perspectives on Hydrogen in the APEC Region. Tokyo: APERC, 2018. – URL: <https://aperc.iecej.or.jp/file/2018/9/12/Perspectives+on+Hydrogen+in+the+APEC+Region.pdf> (accessed: 27.01.2021).
17. Hydrogen: a renewable energy perspective. Masdar City: IRENA, 2019. – URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective> (accessed: 20.01.2021).
18. Enerdata Global Energy Statistical Yearbook 2020. Enerdata. – URL: <https://yearbook.enerdata.net/> (accessed: 20.01.2021).
19. Sublime China Information. SCI 2020. – URL: <https://intl.sci99.com/> (accessed: 20.08.2020).
20. The negative image of PtX. H2-international. – URL: <https://www.h2-international.com/2020/02/17/the-negative-image-of-ptx/> (accessed: 20.01.2021).
21. Popov S., Baldynov O., Korneev K., Maksakova D. East Asian Transportation: Icebreaking into Low Carbon Future // Johnson Matthey Technology Review. 2020. Vol. 64. No. 3. DOI: 10.1595/205651320X15754571576319.
22. Understanding International Energy Initiatives in the APEC Region: Scope and Elem / Ed. by J. L. Eastcott. Tokyo : APERC, 2007. – URL: [https://aperc.iecej.or.jp/file/2010/9/26/APERC\\_2007\\_UIEI.pdf](https://aperc.iecej.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2007_UIEI.pdf) (accessed: 27.01.2021)
23. Understanding International Energy Initiatives in the APEC Region / Ed. by D. Fedor. Tokyo: APERC, 2008. – URL: [http://aperc.iecej.or.jp/file/2010/9/26/APERC\\_2008\\_UIEI2.pdf](http://aperc.iecej.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2008_UIEI2.pdf) (accessed: 27.01.2021).
24. Попов С.П. Институт международного многостороннего сотрудничества в энергетике: практика АТЭС // Энергетическая политика. № 3. 2013. С. 60–71.
25. Saneev V. G., Popov S. P., Korneev K. A., Maksakova D.V. International energy cooperation in Northeast Asia: problems of development // Energy Systems Research. 2019. Vol. 2. No. 1. P. 21–27. DOI: 10.25729/esr.2019.01.0003
26. IEA Hydrogen Technology Collaboration Program (TCP), 2020. – URL: <http://ieahydrogen.org/> (accessed: 20.01.2021).
27. H2 Mobility, 2020. – URL: <https://h2.live/en/h2mobility> (accessed: 20.01.2021).
28. Hydrogen Council, 2020. – URL: <https://hydrogencouncil.com/> (accessed: 20.01.2021).
29. IC8: Renewable and Clean Hydrogen, 2020. – URL: <http://mission-innovation.net/our-work/innovation-challenges/renewable-and-clean-hydrogen/> (accessed: 20.01.2021).
30. Northeast Asian Natural Gas & Pipeline Forum, 2020. – URL: [http://nagpf.info/introduce/about\\_us.htm](http://nagpf.info/introduce/about_us.htm) (accessed: 18.01.2021).
31. Энергетическая стратегия России до 2030 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-п). – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_94054/f50e5f99cb9b0fedce1e1e3378abc0dcb942948/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94054/f50e5f99cb9b0fedce1e1e3378abc0dcb942948/) (дата обращения: 28.12.2020).
32. Павел Сорокин провел заседание рабочей группы по развитию водородной энергетики в Российской Федерации // Министерство энергетики Российской Федерации. 2020. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/16922> (дата обращения: 20.01.2021).
33. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-п) // Министерство энергетики Российской Федерации. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 03.02.2021).
34. План мероприятий (дорожная карта) по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года (утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-п) // Министерство энергетики Российской Федерации. – URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/19194/126275> (дата обращения: 03.02.2021).
35. Стратегия производства и потребления энергии (2016-2030) // Государственный комитет по делам развития и реформ КНР. – URL: [https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201704/t20170425\\_962953.html](https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201704/t20170425_962953.html) (на кит. яз.) (дата обращения: 25.01.2021).
36. Сделано в Китае 2025. // Государственный совет КНР. – URL: [http://www.gov.cn/zhengce/content/2015-05/19/content\\_9784.htm](http://www.gov.cn/zhengce/content/2015-05/19/content_9784.htm) (на кит. яз.) (дата обращения: 25.02.2020).
37. White Paper on China Hydrogen and Fuel Cell Industry / China Hydrogen Alliance. 2019. – URL: <http://www.h2cn.org/Uploads/File/2019/07/25/u5d396adeac15e.pdf> (accessed: 27.12.2020).
38. Basic Hydrogen Strategy. M http://www.gov.cn/zhengce/content/2015-05/19/content\_9784.htm inistry of Economic, Trade and Industry News Releases. December 26, 2017. – URL: [https://www.meti.go.jp/english/press/2017/1226\\_003.html](https://www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html) (accessed: 20.01.2021).
39. Ikeda T. Status of Hydrogen Fueling Station Technologies in Japan. The Association of Hydrogen Supply and Utilization Technologies. September 11, 2018. – URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/10/f56/fcto-infrastructure-workshop-2018-16-ikeda.pdf> (accessed: 20.02.2020).
40. Korea to Draw up Technological Roadmap for Hydrogen Economy. BusinessKorea, 2019. – URL: <http://www.businesskorea.co.kr/news/articleView.html?idxno=29518> (accessed: 20.01.2021).
41. Korean Government Announces Roadmap to Become the World Leader in the Hydrogen Economy' 2019. – URL: <https://fuelcellworks.com/news/korean-government-announces-roadmap-to-become-the-world-leader-in-the-hydrogen-economy/> (accessed: 20.11.2020).
42. Choi Kyong-ae S. Korea to build 3 hydrogen-powered cities by 2022. Yonhap News Agency. 2019: <https://en.yna.co.kr/view/AEN20191010006151320> (accessed: 20.11.2020).
43. Прыжок в мировые лидеры водородной экономики. 2020. – URL: [http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs\\_cd\\_n=81&bbs\\_seq\\_n=161262&file\\_seq\\_n=2](http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs_cd_n=81&bbs_seq_n=161262&file_seq_n=2) (на кор. яз.) (дата обращения: 25.11.2020).
44. 60 Seconds with...Kogas by Hydrogen Council. Hydrogen Council. 2019. – URL: <https://hydrogencouncil.com/en/60-seconds-with-kogas/> (accessed: 20.12.2020).
45. IEA-ETSAP Forum. 2020. – URL: <https://iea-etsap.org/forum/> (accessed: 20.12.2020).
46. Demand and Supply Potential of Hydrogen Energy in East Asia / Ed. by S. Kimura, Y. Li // ERIA Research Project Report. 2018. No. 1.
47. Iida S., Sakata K. Hydrogen technologies and developments in Japan // Clean Energy. 2019. Vol. 3. No. 2. P. 105–113. DOI: 10.1093/ce/zkz003
48. Quarton S. J., Samsatli S. The value of hydrogen and carbon capture, storage and utilisation in decarbonising energy: Insights from integrated value chain optimization // Applied Energy. 2020. Vol. 257. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113936
49. Samsatli S., Staffell I., Samsatli N. J. Optimal design and operation of integrated wind-hydrogen-electricity networks for decarbonising the domestic transport sector in Great Britain // International journal of hydrogen energy. 2016. Vol. 41. No. 1. P. 447–475. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2015.10.032

# Управленческое мастерство при ЧС на базе системного подхода

## Management skills in emergencies based on a systems approach

Илья ЕПИШКИН

Референт Департамента проектной деятельности и цифровых технологий Минэнерго РФ  
e-mail: epishkinii@minenergo.gov.ru

Ilya EPISHKIN

Referent of the Department of Project Activities and Digital Technologies, Ministry of Energy  
e-mail: epishkinii@minenergo.gov.ru

Упавшая опора ЛЭП

Источник: tvernews.ru



Аннотация. В статье рассматриваются принципы системно-ситуационного управления с точки зрения их применения для информирования, локализации и устранения последствий нештатных ситуаций на объектах энергетики. Приводятся основные характеристики данного подхода, а также специфика его применения в электроэнергетике. Обозначены точки роста эффективности управленческой деятельности при использовании системно-ситуационного подхода к управлению.

*Ключевые слова:* электроэнергетика, управление, данные, чрезвычайные ситуации.

Abstract. The article considers the principles of system-situational management from the point of view of their application in the management of information, localization and elimination of the consequences of emergency situations at energy facilities. The main characteristics of this approach, as well as the specifics of its application in the electric power industry, are given. The points of growth in the efficiency of management activities when using a system-situational approach to management are indicated.

*Keywords:* electric power industry, management, data, emergency situations.

## //

### Основой системного подхода в управлении является адаптация общей теории систем для процесса принятия управленческих решений

Электроэнергетическая отрасль требует внедрения комплекса инструментов управления генерирующими и сетевыми объектами. В настоящее время в отрасли реализована и работает система оперативного управления и непрерывного мониторинга технологического состояния Единой энергетической системы России в нормальных условиях и аварийных ситуациях, цель которой – обеспечение баланса производства и потребления электроэнергии, безопасного функционирования электроэнергетики, а также нормированного резерва энергетических мощностей [1].

Одним из направлений развития управления информированием, локализацией и устранением последствий нештатных ситуаций на объектах энергетики является применение принципов системно-ситуационного подхода.

Системно-ситуационный подход строится на взаимной интеграции двух концепций: системного и ситуационного управления. Этот подход предполагает возможность не только текущего отслеживания и анализа нештатных ситуаций, но и является базой для накопления данных о подобных событиях, позволяющей использовать их в качестве обучающей выборки для предсказательной аналитики.

Особенностью данного подхода является то, что каждая часть концепции имеет свою специфику, но предполагает глубокую взаимную интеграцию в процессе деятельности по управлению Единой энергетической системой.

Основой системного подхода в управлении является адаптация общей теории систем для процесса принятия управленческих решений. Согласно данному подходу, лица, принимающие решения в рамках своей деятельности, рассматривают организацию как множество различных элементов (кадры, цели, оргструктура, активы, технологии), связанных между собой.

Фундаментальный принцип системного подхода заключается в обеспечении взаимосвязанности всех принимаемых решений. Любое действие при этом рассматривается как оказывающее влияние на состояние всей системы. Применение данного подхода в управлении позволяет нивелировать риски негативного влияния действий в одной части системы на другую.

На основе системного подхода была сформулирована теория непредвиденных ситуаций, которая допускает возникнове-

ние в процессе управления похожих друг на друга ситуаций, однако обладающих некоторым набором уникальных параметров. Основное направление деятельности в данном случае заключается в анализе всех факторов влияния обособленно и идентификации ключевых взаимосвязей [2].

Ситуационный подход заключается в широкой вариативности моделей, инструментов, стилей и других составляющих управления, выбор конечного набора управляющих воздействий в которой определяет конкретная ситуация [3].

Данный подход содержит ориентированные на практическое применение наборы инструментов управления, которые



Пожар на трансформаторной станции Чагино  
Источник: iarex.ru

предполагают использование научных концепций на реальных кейсах с учетом всех внутренних и внешних факторов.

При применении данного подхода, руководители получают уникальные знания об эффективности конкретного управленческого инструментария в конкретных сложившихся ситуациях и способствуют повышению качества принимаемых решений.

Системно-ситуационный менеджмент, являясь симбиозом двух управленческих концепций, имеет ряд преимуществ перед каждым подходом в отдельности. Он обеспечивает взаимосвязь комплексного взгляда на объект управления с ситуационно обоснованными наборами инструментов принятия решений. Обозначим основные

преимущества каждой составляющей системно-ситуационного подхода и определим специфику его применения в электроэнергетике.

Системный подход определяет энергообъект в качестве набора связанных и объединённых частей, которая имеет входящие и выходящие параметры, а также каналы коммуникации с внешней средой. Каждое решение руководства при этом определяется в качестве входящих параметров и перерабатывается внутри системы в набор параметров выхода. При этом данный подход является не набором стандартизированных инструкций, а моделью мышления лиц, принимающих решения.

Общая теория систем в рассматриваемый комбинированный подход вносит следующие существенные положения:

- объект управления рассматривается как единое целое, простая сумма результатов деятельности частей которого не равна результатам функционирования объединённой системы;
- с точки зрения наличия внешних коммуникаций, системы делятся на закрытые и открытые;
- состав элементов системы определяется ее границами, которые могут быть как жесткими, так и нежесткими;
- закрытые системы подвержены деградации, открытые подвержены ей в меньшей степени за счет постоянной коммуникации с внешней средой;
- системы стремятся к равновесию, при этом основой устойчивого состояния является движение;
- существование системы невозможно без обратной связи о результатах деятельности и внутреннем состоянии;
- открытые системы двигаются в направлении непрерывного усложнения и декомпозиции процессов;
- открытые системы обладают свойством принятия состояния, определяемого ее особенностями, вопреки изменениям внешних условий.

Ситуационный подход делает акцент на разнообразии внутренних и внешних факторов, оказывающих влияние на функционирование энергетических систем, что предопределяет отсутствие универсальной модели управления энергообъектом.



Обрыв ЛЭП из-за гололеда

Источник: sakhalinenergo.ru

Наиболее подходящим набором управленческих инструментов при этом является тот, который максимально соответствует конкретной ситуации (значимые обстоятельства в конкретном месте и времени), поставленным задачам и имеющимся ресурсам. Такой набор обеспечивает наилучшую эффективность деятельности.

### **Системный подход определяет энергообъект в качестве набора связанных и объединённых частей, которая имеет входящие и выходящие параметры, а также каналы коммуникации с внешней средой**

Методологическую основу ситуационной составляющей подхода можно представить в качестве процесса, состоящего из последовательности следующих четырех этапов:

1. Формирование пула моделей и инструментов управления, которые показали ретроспективную эффективность.

2. Определение возможных последствий (позитивных и негативных) от применения обозначенных моделей и инструментов управления.
3. Анализ текущих значимых обстоятельств, выявление ключевых факторов сложившейся ситуации и возможных последствий их корректировки.
4. Достижение целевых показателей деятельности оптимальным способом на базе связи наилучших конкретных инструментов и управленческих решений с учетом сложившейся ситуации.

Применение системно-ситуационного подхода в управлении электроэнергетикой, в том числе в условиях чрезвычайных ситуаций, имеет свои специфические особенности, к которым прежде всего следует отнести следующие:

- при обеспечении функционирования Единой энергетической системы приоритетным является управление режимами, направленное на обеспечение системной надежности, за исключением управления при чрезвычайных ситуациях;
- процесс управления Единой энергетической системой осуществляется комплексно и не зависит от имуще-



Оползень на реке Аскиз

Источник: *ctv7.ru*

ственного статуса объектов внутри системы;

- управление режимами ведется с учетом действующих в отрасли рыночных механизмов и экономических показателей деятельности.

Рассмотрим точки роста эффективности управленческой деятельности при

---

**Системно-ситуационный подход является драйвером роста наблюдаемости системы, качества прогнозов ее состояния, оптимизации каналов коммуникации, скорости и качества принимаемых решений**

---

использовании системно-ситуационного подхода.

На первом этапе внедрения и реализации подхода производится ретроспективный анализ данных о накопленных чрезвычайных ситуациях, их систематизация, структуризация и верификация, а также разработка целевой машиночитаемой архитектуры данных, пригодная для поиска оказывающих влияние на наступление нештатных ситуаций паттернов и факторов с одной стороны, и наиболее эффективных моделей и инструментов управления в данных ситуациях с другой стороны.

Данная база дает возможность в первом приближении сформировать инструмент предиктивного анализа внутрисистемных процессов, оказывающий поддержку принятия решений за счет наследования предыдущего позитивного опыта реагирования, что оказывает влияние на своевременность и эффективность управленческих воздействий.

На следующем этапе разработанная архитектура данных обогащается реакциями внешней среды (обратной связью), что позволяет повысить точность и своевременность реагирования даже в ситуациях, когда внутренние данные передаются с задержкой или присутствует сбой в их передаче. Это позволяет повысить наблюдаемость и обеспечить минимизацию последствий нештатных ситуаций даже в условиях, когда основной поток данных не сигнализирует о возникших нарушениях в работе.

В процессе функционирования база знаний непрерывно обогащается новыми данными о возникающих ситуациях и их последствиях, управленческих воздействиях и их эффективности, в том числе за счет новых внешних источников информации, коррелирующих с состоянием системы и возникающими нештатными ситуациями. Это обеспечивает постоянный рост эффективности принимаемых решений и инструментов их реализации, а также повышает качество прогноза возникновения нештатных ситуаций на основе косвенных данных.

Системный подход к сбору данных позволяет обеспечивать масштабирование данной базы по мере усложнения топологии самой системы и увеличения количества наблюдаемых параметров. Это позволяет применять наиболее эффективные управленческие решения на новые участки и экстраполировать ранее приобретенный опыт на всю систему в целом, включая новые элементы и параметры.

Обогащение и масштабирование данных о системе и возникающих в ней ситуациях, их последствиях и наиболее эффективных управленческих решениях становится основой для оцифровки компетенций менеджмента с применением искусственного интеллекта. Такая система позволяет постоянно повышать уровень менеджмента во время ЧС за счет применения лучших решений в сходных ситуациях [4].

В целевом состоянии построенная на базе системно-ситуационного подхода

модель управления, обеспеченная машиночитаемой, в автоматическом режиме обеспечивает сбор, верификацию, обработку и анализ информации от внешних и внутренних источников, оценку рисков и возможных последствий каждой конкретной ситуации, подбор управленческих решений и инструментов наиболее своевременных и эффективных, визуализацию и передачу собранной информации лицам, принимающим решения, а также последующую оценку реализованных действий и обогащение своей базы знаний за счет новых данных.



Восстановление ЛЭП

Источник: *sakh.rao-esv.ru*

Применение системно-ситуационного подхода является драйвером роста наблюдаемости системы, качества прогнозов ее состояния, оптимизации каналов коммуникации, скорости и качества принимаемых управленческих решений и, как следствие, обеспечивает минимизацию последствий нештатных ситуаций, повышение стабильности и надежности системы.

---

### Использованные источники

---

1. АО «СО ЕЭС». Основные принципы оперативно-диспетчерского управления. – URL: <https://so-eps.ru/index.php?id=269>.
2. Бурганова Л.А. Теория управления: Учебное пособие. Москва, ИНФРА-М, 2009.
3. Василенко В.А., Шостка В.И. Ситуационный менеджмент: Учебное пособие. Симферополь, ЦУЛ, 2003.
4. Епишкин И.И., Лаврик А.А. Анализ экономической эффективности и оценка перспективы применения искусственного интеллекта в Российской Федерации. Вестник Московского гуманитарно-экономического института, 2020, № 2. С. 106–113.



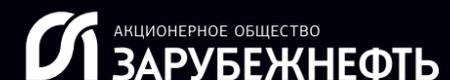
## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

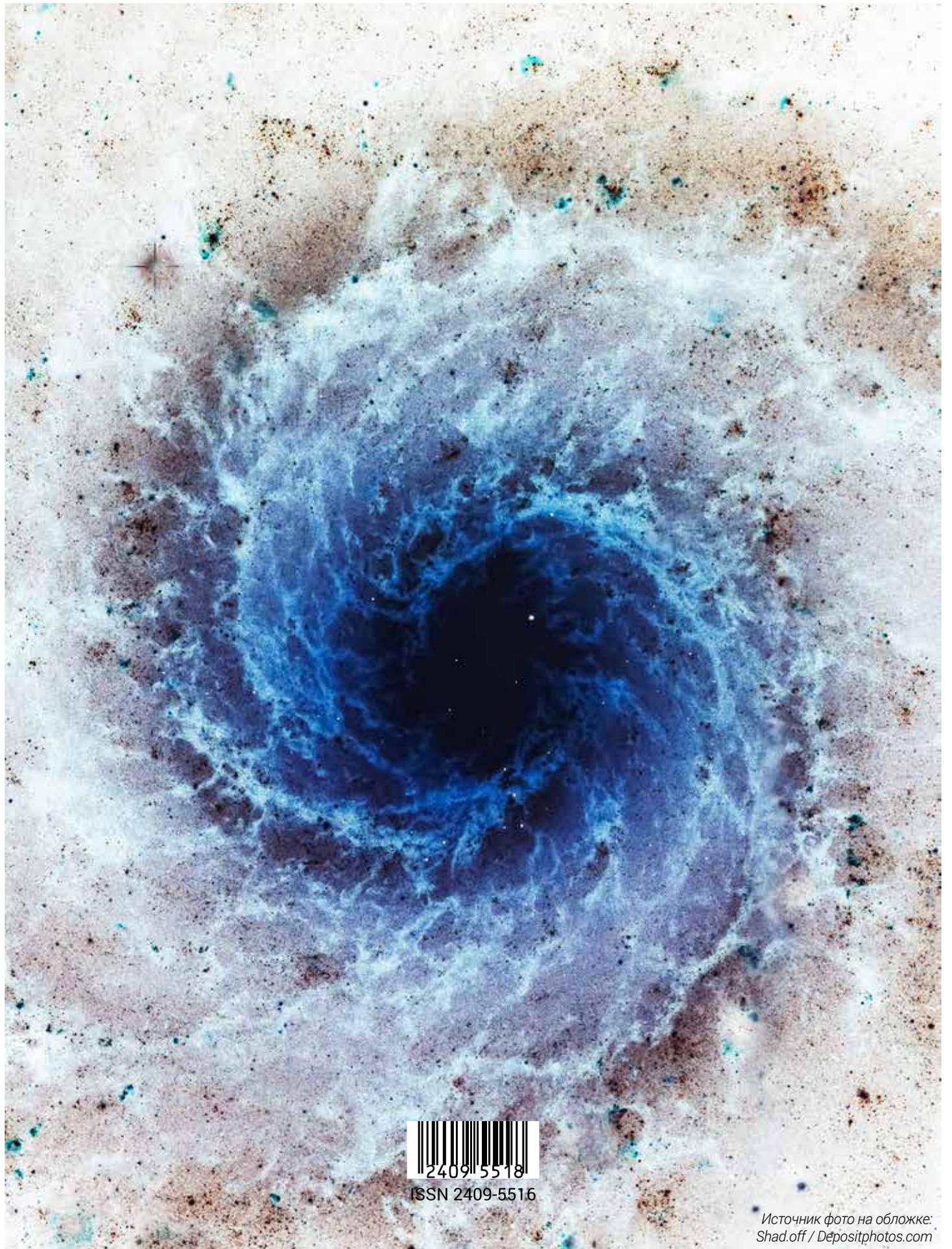


Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2021 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 700 рублей. В каждом номере – аналитические 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:  
Shad.off / Depositphotos.com