

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№5(183), май 2023

ISSN 2409-5516
РГАСНТИ 44.09.29



Российская
Энергетическая
Неделя 2023



Тема номера

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**



«Россети» —
вместе
в будущее



Лучшее создается вместе

Весь спектр банковских услуг

карты вклады счета кредиты

услуги для юр. лиц страхование

ипотека рефинансирование

gazprombank.ru

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



Содержание

5 Слово редакторов

Нефть

- 6 **А. Громов, А. Титов.** Перестройка российской нефтяной отрасли в условиях эмбарго и «потолка» цен

Климат

- 20 **А. Кролин.** Изменение климата и действующие обязательства стран по смягчению его последствий в новых экономических условиях

Регионы

- 28 **М. Берёзкин, О. Синюгин.** Развитие водородной энергетики на примере Японии
42 **Г. Халова, Н. Иллерицкий, Е. Сазонова.** Вызовы и возможности развития экономики и ТЭК Ирана
54 **А. Качелин.** Нейтралитет Туркменистана как фактор энергетической безопасности для России в Средней Азии

Энергетика

- 68 **П. Безруких, А. Тимеров.** О развитии отечественного производства для малой и возобновляемой энергетики
78 **В. Михайлов, П. Кругликов, М. Верткин.** Формирование программы «Энергетика больших мощностей нового поколения» в неравновесных экономических условиях



Contents

5 Editor's Column

Oil

- 6 **A. Gromov, A. Titov.** Restructuring the Russian oil industry in the context of the embargo and the price cap

Climate

- 20 **A. Krolin.** Climate change and countries' current mitigation commitments in the new economic environment

Regions

- 28 **M. Beryozkin, O. Sinyugin.** The development of hydrogen energy on the example of Japan case
42 **G. Khalova, N. Illeritskiy, E. Sazonova.** Challenges and opportunities for the development of the economy and the fuel and energy complex of Iran
54 **A. Kachelin.** Turkmenistan's neutrality as a factor of energy security for Russia in Central Asia

Energy

- 68 **P. Bezrukikh, A. Tимерov.** On the development of domestic production for small and renewable energy
78 **P. Kruglikov, V. Mikhailov, M. Vertkin.** Features of the program «New generation high-capacity energy sector» formation in non-equilibrium economic conditions

УЧРЕДИТЕЛЬ

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

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ

ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

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

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Виолетта Локтева

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

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

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

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

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

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

Подписано в печать: 05.05.2023

16+



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Поиск своего технологического «Я»

Процесс импортозамещения, уже давно ставший общим местом в дискуссиях о развитии России, постепенно начинает растворяться в текущих экономических реалиях. Простой замены иностранного оборудования на такое же российское оказалось недостаточно для поддержания экономики страны на достигнутом уровне. Запуск производства одной продукции тянет за собой веер новых проблем и задач от закупки сырья и оборудования, до разработки нового ПО и воспроизведения уже целых технологических решений.

Энергетика достаточно инертная отрасль, энергетические проекты реализуются в течение длительного времени, а их эффективность влияет на работу всего остального промышленного комплекса. Поэтому импортозамещение здесь естественным образом трансформировалось

в работу над обеспечением технологического суверенитета и созданием собственных технологий на базе уже существующих, хотя и еще и недостаточно развитых российских производств.

Это порождает и определенные проблемы, в частности, единичность таких производств и их неспособность быстро и в сжатые сроки поставить необходимое оборудование, низкий уровень конкуренции, в том числе ценовой, невысокая надежность и отсутствие пакетных предложений «под ключ». Кроме того, создание технологий «с нуля» приводит к резкому удорожанию новых проектов в энергетике. Подобные проблемы возникают как в большой, так и в малой электроэнергетике. И от их решения будет зависеть, ждет ли энергетическую отрасль стагнация или технологический прорыв.

Перестройка российской нефтяной отрасли в условиях эмбарго и «потолка» цен

Restructuring the Russian oil industry in the context of the embargo and the price cap

Алексей ГРОМОВ

Главный директор по энергетическому направлению, руководитель энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов», к. г. н.

E-mail: a_gromov@fief.ru

Alexey GROMOV

PhD in Economic Geography, Principal Director on Energy Studies, Head of Energy Department, Institute for Energy and Finance

E-mail: a_gromov@fief.ru

Александр ТИТОВ

Руководитель исследований нефтяного рынка Фонда «Институт энергетики и финансов»

E-mail: a_titov@fief.ru

Alexander TITOV

Head of Oil Market Research, Institute for Energy and Finance

E-mail: a_titov@fief.ru

Новороссийский морской порт

Источник: «Транснефть»



Аннотация. В статье проводится анализ актуальной динамики экспорта российской нефти и нефтепродуктов, в том числе в разрезе поставок российских нефтеналивных грузов на альтернативные экспортные рынки. Особое внимание уделяется изменившейся структуре танкерных перевозок российской нефти и нефтепродуктов, вопросам морской STS-перевалки нефтеналивных грузов, особенностям российского «теневое» флота.

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, нефтяной экспорт, санкции, эмбарго, ценовой «потолок», STS-перевалка нефти, «теневой» флот, танкерные перевозки.

Abstract. The article analyzes the current dynamics of Russian petroleum exports, including the new geography of their supplies to alternative export markets. Special attention is paid to the changed structure of tanker shipments of Russian oil and petroleum products, ship-to-ship (STS) transfer operations, Russian «shadow» fleet.

Keywords: oil, petroleum products, petroleum exports, sanctions, embargo, price cap, STS transfer operations, «shadow» fleet, tanker shipments.



Рекордный рост морского экспорта российской нефти, по сути, пока лишь компенсирует его снижение по трубе в западном направлении

За год, прошедший с начала специальной военной операции на Украине (далее – СВО), российская нефтяная отрасль показала высокий уровень адаптации к беспрецедентному санкционному давлению «недружественных» стран.

Так, по итогам 2022 г. добыча нефти и газового конденсата в России выросла до 535 млн т (+2 % г/г), увеличившись на 10,6 млн т по сравнению с уровнем 2021 г. Совокупный экспорт нефти из России вырос до 235 млн т (+7 % г/г). Слегка «просели» только объемы первичной переработки нефти (–3,3 % г/г), но и они последовательно восстанавливались после резкого сокращения (–8,8 % г/г) в первом квартале 2022 г.

Однако самые значительные изменения произошли в географии торговли



Швартовка танкера
Источник: orbit-co.com

российскими нефтеналивными грузами. Так, по состоянию на февраль 2022 г. в структуре экспорта российских нефти и нефтепродуктов доминировали теперь уже «недружественные» страны (ЕС, Великобритания, США, Япония и Южная Корея), на долю которых приходилось до 65 % совокупного российского нефтяного экспорта. Однако всего лишь через год доля таких стран упала до 14 %, а 86 % российского нефтяного экспорта было перенаправлено на альтернативные рынки сбыта, главными из которых стали Китай, Индия и Турция, а также целый ряд стран Азии и Африки. При этом мы сохранили прежние объемы совокупного нефтяного



Морские перевозки нефти

Источник: cont.ws

экспорта, – примерно 8 млн б/с, что позволяет нам уверенно говорить об успешной адаптации отрасли первым «волнам» санкционного давления на нее.

Вместе с тем, все мы понимаем, что ключевые инструменты такого давления (эмбарго ЕС на поставки нефтеналивных грузов из России и, особенно, введение механизма ценового «потолка» на поставки российской нефти и нефтепродуктов в третьи страны) заработали совсем недавно (декабрь 2022 г. и февраль 2023 г. соответственно), и могут быть в любой момент скорректированы их инициаторами.

Таким образом, российской нефтяной отрасли необходимо продолжать нара-

щивать усилия по дальнейшей диверсификации рынков сбыта и формированию независимой финансово-логистической инфраструктуры экспорта нефтеналивных грузов.

Восстановление российского нефтяного экспорта после введения эмбарго ЕС

Экспорт российской нефти. Снижение экспорта нефти из России после введения 5 декабря 2022 г. эмбарго на ее морские поставки со стороны стран ЕС и Великобритании было существенным, но непродолжительным.

Так, в первую неделю после введения эмбарго морской экспорт российской нефти «рухнул» с 3,4 млн б/с до 1,6 млн б/с. Но, поскольку у российских компаний-экспортеров нефти сохранился доступ к услугам европейских перевозчиков и страховщиков, главным образом, из-за относительно комфортного для российской нефтяной отрасли уровня ценового «потолка» на поставки российской нефти в третьи страны¹, то восстановление рос-

¹ Ценовой «потолок» (Price Cap) – механизм, предложенный странами «Большой семерки» (G7) и поддержанный странами ЕС и Австралией и направленный на ограничение доходов России от экспорта нефти в третьи страны. Впервые был установлен

сийских поставок произошло достаточно быстро. И уже в начале января 2023 г. морской экспорт нефти из России, фактически, вернулся к уровню, который наблюдался до эмбарго ЕС (рис. 1).

По данным Bloomberg, российский морской экспорт нефти продолжает оставаться на высоком уровне и даже расти. Так, по итогам марта 2023 г., по данным Bloomberg, среднесуточный объем морского экспорта российской нефти превысил 4 млн б/с.

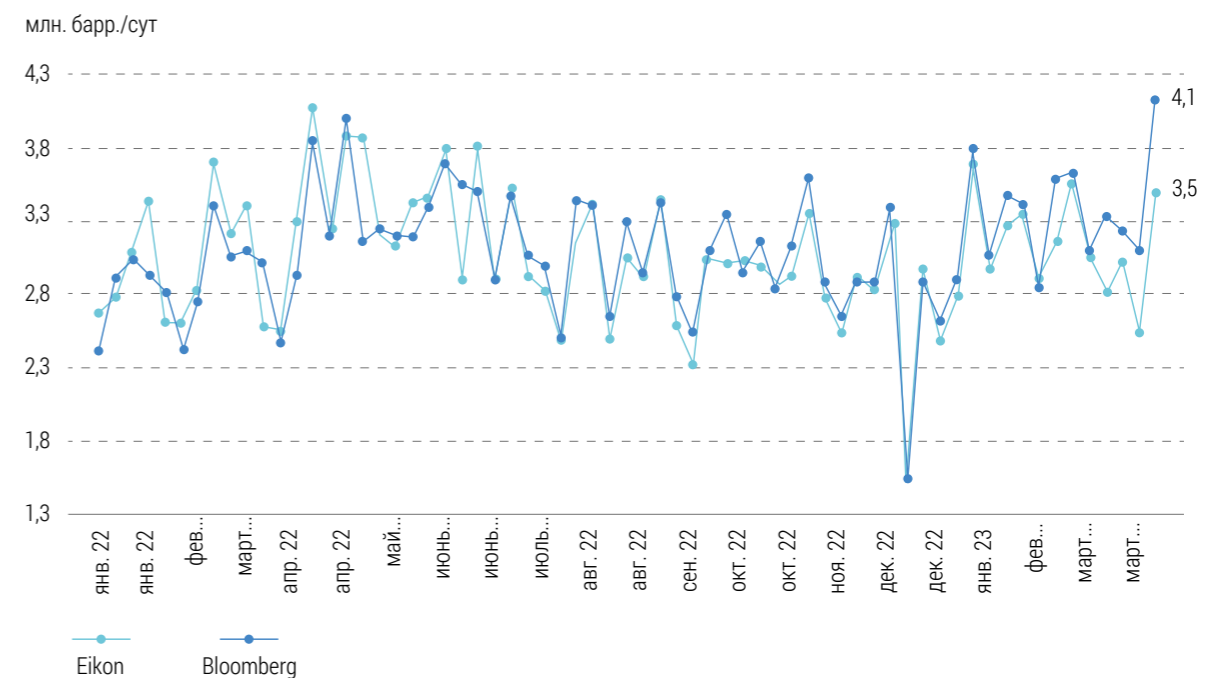
Однако не следует забывать, что рекордный рост морского экспорта российской нефти сопровождается резким (по сравнению с прошлым годом) сокращением ее трубопроводных поставок по нефтепроводу «Дружба», которые в 2022 г. составили, в среднем, 0,8 млн б/с². В настоящее время поставки продолжают только по южной ветке трубопровода в Венгрию и Словакию в объеме 0,2 млн б/с.

на уровне 60 долл./барр. 5 декабря 2022 г. одновременно с вступлением в силу эмбарго ЕС на морские поставки российской нефти. Данный механизм разрешает западным компаниям оказывать транспортные, страховые и иные услуги по перевозке российской нефти в третьи страны только при условии, если цена поставки российской нефти на базисе FOB не превышает установленный уровень ценового «потолка». При этом уровень ценового «потолка» может корректироваться не чаще, чем раз в 2 месяца, начиная с 5 декабря 2022 г.

² Несмотря на исключение трубопроводных поставок из санкционного пакета ЕС, Польша и Германия, получающие нефть по северной ветке «Дружбы», к марту 2023 г. полностью прекратили импорт российской нефти.

Рис. 1. Суточная динамика морского экспорта нефти из РФ, январь 2022 г. – март 2023 г.

Источники: Институт энергетики и финансов по данным Bloomberg, Eikon Refinitiv



При отсутствии новых санкций на российскую нефтеперерабатывающую отрасль, можно ожидать, что объемы морского экспорта будут устойчиво держаться на уровне, который наблюдался до эмбарго ЕС

Таким образом, рекордный рост морского экспорта российской нефти, наблюдаемый в марте 2023 г., по сути, пока лишь компенсирует его снижение по трубе в западном направлении.

Вместе с тем, при отсутствии новых санкционных ограничений морской экспорт нефти из России может сохраниться на текущих высоких уровнях в течение 2023–2024 гг.

Экспорт российских нефтепродуктов. Как известно, более 95 % российского экспорта нефтепродуктов осуществляется морским транспортом, поэтому данные по морскому экспорту репрезентативно отражают общую динамику экспорта. Динамика 2022 г. показывает значительный спад экспорта

Снижение экспорта нефти из России после введения 5 декабря 2022 г. эмбарго на ее морские поставки со стороны стран ЕС и Великобритании было существенным, но непродолжительным



Нефтяные танкеры на рейде

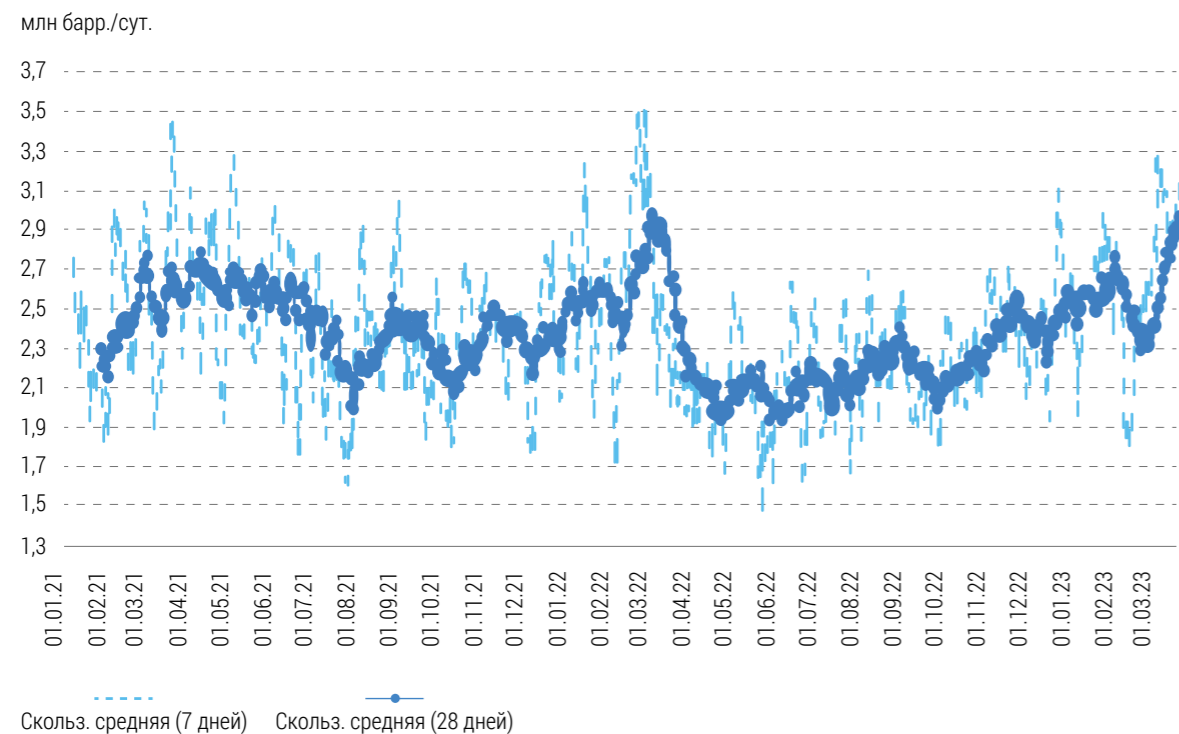
Источник: *gia.ru*

в апреле 2022 г.: с пикового уровня в 2,9 млн б/с почти до 1,9 млн б/с. Затем, отгрузки российских нефтепродуктов стали постепенно восстанавливаться, как только принятый в июне 2022 г. Шестой пакет антироссийских санкций ЕС определил сроки вступления в силу европейского эмбарго ЕС на поставки российских нефтепродуктов.

Непосредственно перед эмбарго российские компании и многие импортеры стремились максимально нарастить поставки нефтепродуктов. В результате, в конце января – начале февраля 2023 г. экспорт российских нефтепродуктов достигал 2,7–3 млн б/с. Затем, в первую неделю после начала действия эмбарго

Рис. 2. Суточная динамика морского экспорта нефтепродуктов из РФ, январь 2022 г. – март 2023 г.

Источник: *Институт энергетики и финансов по данным Eikon Refinitiv*



Скольз. средняя (7 дней) Скольз. средняя (28 дней)

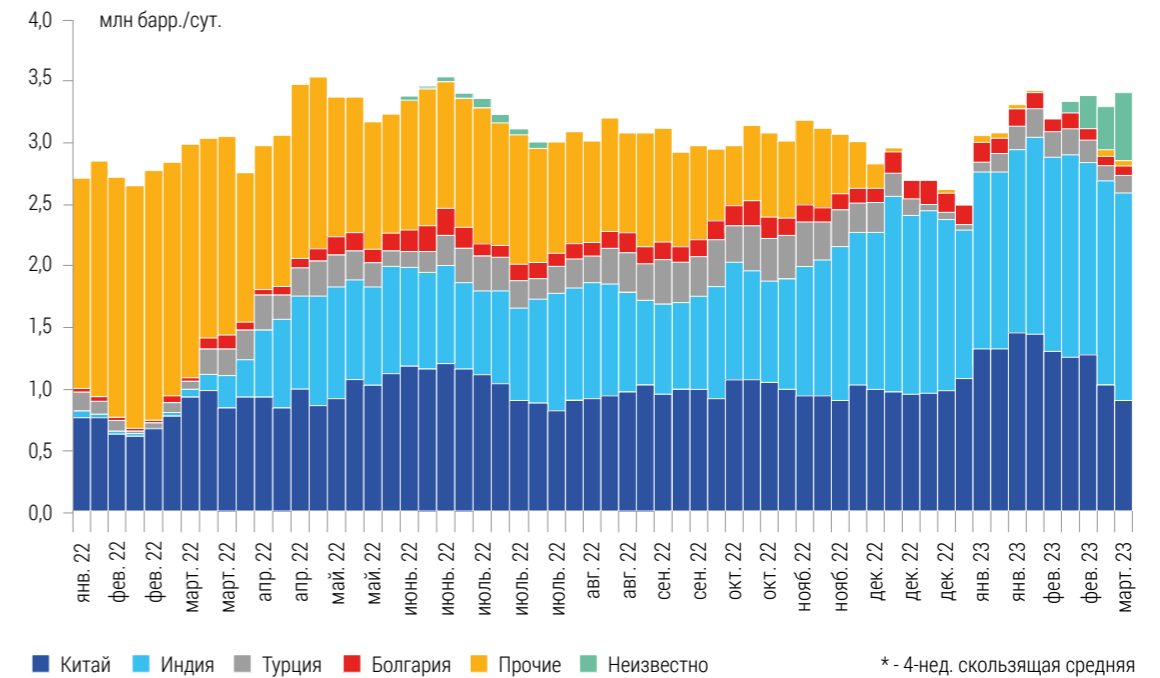


Рис. 3. Динамика морского экспорта нефти из России по странам назначения, январь 2022 г. – март 2023 г.*

Источники: *Институт энергетики и финансов по данным Bloomberg, Kpler*

ЕС (с 5 февраля 2023 г.), он резко сократился до 1,7 млн б/с, но быстро восстановился и даже достиг рекордных уровней в 3,13 млн б/с в конце марта (рис. 2).

Такое быстрое восстановление экспорта можно объяснить длительным переходным периодом между анонсированием эмбарго и его реальным введением, а также тем, что у нефтяных компаний было несколько месяцев, чтобы на экспорте нефти апробировать различные механизмы перенаправления поставок других нефтеналивных грузов на альтернативные рынки.

Также отметим, что уровень «потолка» цен на российские нефтепродук-

ты, введенный западными странами с 5 февраля 2023 г. (100 долл./барр. для премиальных нефтепродуктов и 45 долл./барр. – для дисконтных нефтепродуктов) также оказался относительно комфортным для российских нефтяных компаний, поскольку он, фактически, зафиксировал ценовую ситуацию на мировом рынке нефтепродуктов, сложившуюся в конце января 2023 г.

Таким образом, в условиях отсутствия новых санкционных ограничений на российскую нефтеперерабатывающую отрасль, можно ожидать, что объемы морского экспорта будут устойчиво держаться на уровне, который наблюдался до эмбарго ЕС, и даже превысят его. Более того, вполне вероятно, что экспорт нефтепродуктов из России в 2023–2024 гг. может оказаться даже выше уровня 2022 г. и вырасти до 2,7–2,8 млн б/с.

Новая география экспорта российской нефти и нефтепродуктов

После введения эмбарго ЕС, конечными получателями российской нефти в январе-феврале 2023 г. стали четыре страны: Ки-

Сейчас на Китай и Индию приходится около 90% совокупного морского экспорта российской нефти, то есть уровень диверсификации экспорта оказался даже ниже, чем до введения санкций ЕС

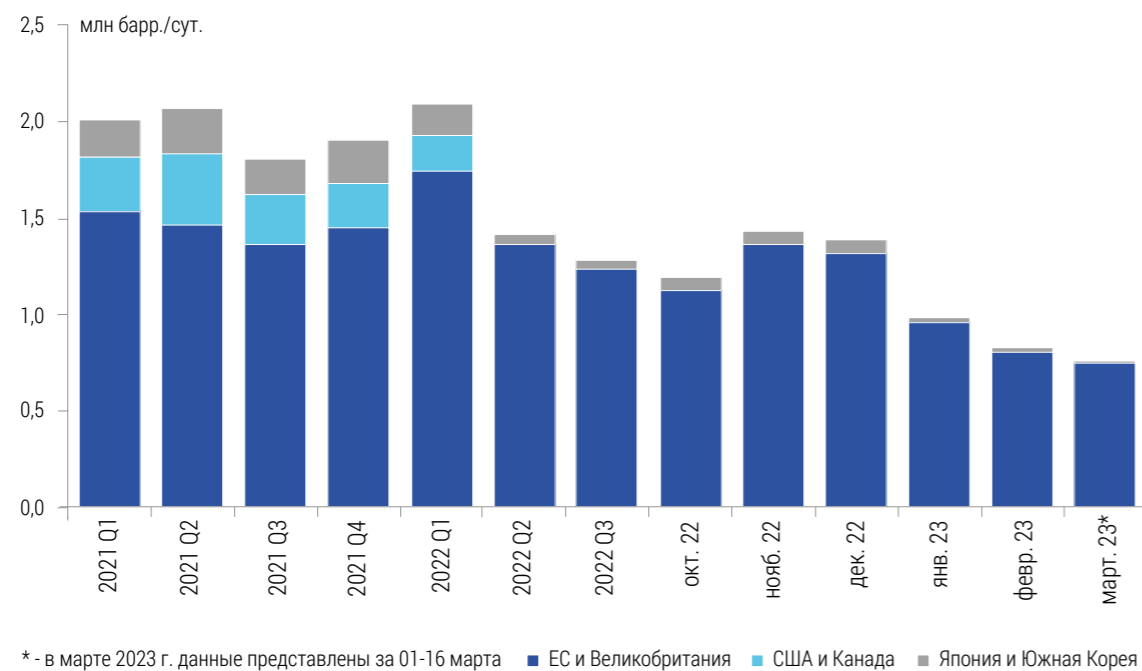


Рис. 4. Динамика морского экспорта нефтепродуктов из России в развитые страны

Источник: Институт энергетики и финансов по данным Eikon Refinitiv

тай, Индия, Турция и Болгария³ (рис. 3). При этом на Китай и Индию приходится около 90 % совокупного морского экспорта российской нефти, то есть уровень диверсификации экспорта российской нефти оказался даже ниже, чем до введения санкций.

Такая зависимость только от двух рынков сбыта создает серьезные политические и экономические риски, когда снижение импорта или даже отказ от закупки российской нефти одной из этих стран может стать критичным для нефтяной отрасли России.

Растут поставки нефтепродуктов в Турцию (290 тыс. б/с), страны Африки (370 тыс. б/с, в т. ч. Марокко, Алжир, Тунис) и на Ближний Восток (240 тыс. б/с, в т. ч. в ОАЭ и Саудовскую Аравию)

До начала СВО на долю рынков Европы, США, Канады, Японии и Южной Кореи приходилось около 80–83 % российского экспорта нефтепродуктов (1,9–2,1 млн б/с) – рис. 4.

Однако к февралю 2023 г. средний объем поставок российских нефтепродуктов в направлении Запада составил лишь 0,8 млн б/с, главным образом, для последующей морской перевалки с судна на судно (STS) и перенаправления таких поставок на другие рынки Азии, Африки и Ближнего Востока.

Таким образом, всего лишь за год российским компаниям удалось найти альтернативные рынки сбыта для производимых ими нефтепродуктов и существенно нарастить поставки в развивающиеся страны, которые не присоединились к антироссийским санкциям.

Так, если в 2021 г. и первом квартале 2022 г. морской экспорт нефтепродуктов из России в развивающиеся страны составлял около 450 тыс. б/с (16 % от общего объема экспорта нефтепродуктов), то в январе – феврале 2023 г. он превысил 1,5 млн б/с, а в первой половине марта достиг 2,2 млн б/с (рис. 5).

При этом в отличие от экспорта нефти, рост поставок нефтепродуктов наблюдает-

³ Поставки с неизвестным пунктом назначения после уточнения, как правило, оказываются поставками в Китай и Индию.

ся почти во все регионы, которые не присоединились к антироссийским санкциям.

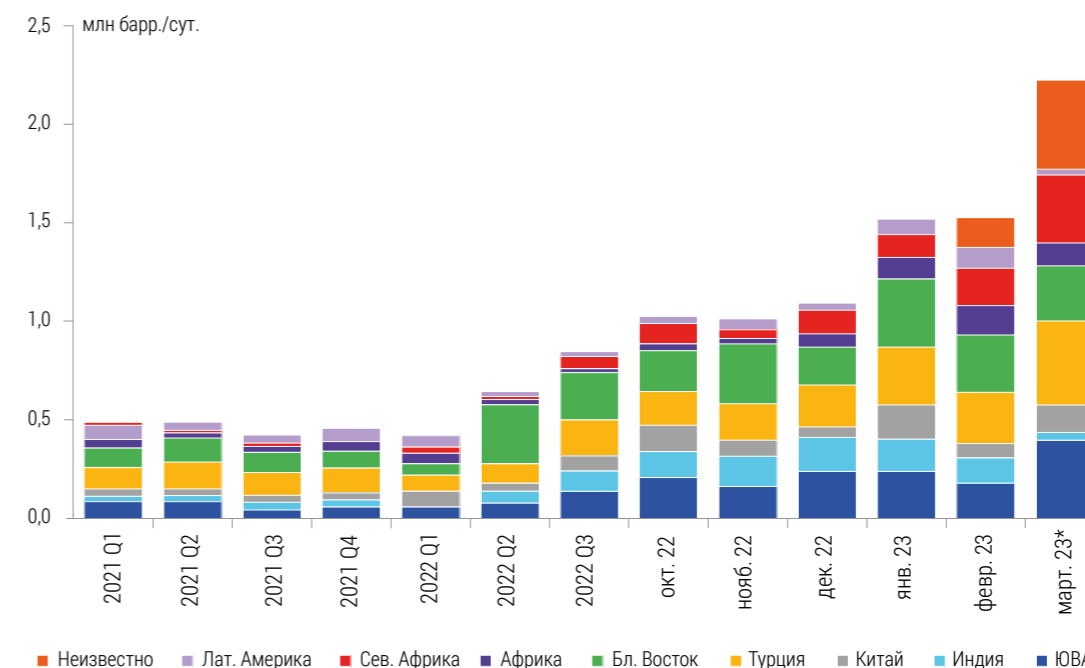
Активно растут поставки нефтепродуктов в Турцию (до 290 тыс. б/с в январе-феврале 2023 г.), страны Африки (до 370 тыс. б/с, в т. ч. 230 тыс. б/с в страны Северной Африки (Марокко, Алжир и Тунис), а также на Ближний Восток (240 тыс. б/с, в т. ч. 157 тыс. б/с в ОАЭ и 60 тыс. б/с в Саудовскую Аравию).

Сложнее определить текущую динамику поставок российских нефтепродуктов в Индию и Китай. С одной стороны, отмечается значительная волатильность таких поставок, в отличие от поставок той же нефти. С другой стороны, большая часть поставок российских нефтепродуктов неизвестным покупателям, в конечном итоге приходит на рынки Индии и, особенно, Китая (в частности, путем реэкспорта из Малайзии и Сингапура).

Таким образом, в отличие от нефти, основными покупателями которой сейчас выступают Индия и Китай, перенаправление морского экспорта нефтепродуктов из России осуществляется, главным образом, в регионы с наиболее коротким транспортным плечом (Ближний Восток, Северная Африка и европейское Средизем-

Рис. 5. Динамика морского экспорта нефтепродуктов из России в развивающиеся страны

Источник: Институт энергетики и финансов по данным Eikon Refinitiv



* в марте 2023 г. данные представлены за 01-16 марта

После вступления в силу нефтяного эмбарго ЕС, средний торговый путь барреля российской нефти, экспортируемого с основных экспортных терминалов страны на Балтике, увеличился в три раза

номере для их последующей STS-перевалки, преимущественно на рынки азиатских стран).

Увеличение транспортного плеча и развитие морской STS-перевалки российских нефтеналивных грузов

После вступления в силу нефтяного эмбарго ЕС, средневзвешенный торговый путь барреля российской нефти, экспортируемого с основных экспортных терминалов

Сейчас танкеру с российской нефтью требуется 61 день, чтобы завершить рейс туда и обратно от Балтийского или Арктического побережья РФ до западного побережья Индии, а до Китая – 100 дней

страны на Балтике, увеличился в три раза (с менее чем 3 000 миль в январе 2022 г. до более чем 9 000 миль в январе 2023 г.).

В настоящее время танкеру с российской нефтью требуется 61 день, чтобы завершить рейс туда и обратно от Балтийского или Арктического побережья России до западного побережья Индии, а до Китая – около 100 дней, и то при условии отсутствия значительных задержек с его разгрузкой. Для сравнения, среднее время доставки российской нефти из портов Северо-Запада в Северную Европу и из портов Азово-Черноморского бассейна в Болгарию составляло около 7 дней (туда и обратно).

Увеличение транспортного плеча морского экспорта российской нефти повышает экономическую эффективность использования более крупных танкеров типа VLCC, а ограничения российских портов на прием супертанкеров VLCC повышают привлекательность морской перевалки российской нефти с судна на судно (STS-перевалка), когда небольшие танкеры типа Aframax из российских портов совершают короткие рейсы до пункта STS-перевалки (например, в Средиземном море), где нефть грузится на более крупные танкеры типа Suezmax или VLCC и отправляется конечным потребителям в Индию или Китай.

Для перевозки российской нефти, в основном используются три типа танкеров: Aframax (в т. ч. ледового класса), Suezmax и VLCC:

- **Aframax (Average Freight Rate Assessment, AFRA)** – это, в основном, нефтеналивные танкеры грузоподъемностью (дедвейтом) 80–120 тыс. т. Используются для перевозки нефти в бассейнах Северного, Черного, Средиземного морей.
- **Suezmax** – это нефтеналивные танкеры грузоподъемностью 130–200 тыс. т, способные с полной загрузкой проходить через Суэцкий канал.

Порт Йосу, Южная Корея

Источник: ak-d.tripcdn.com

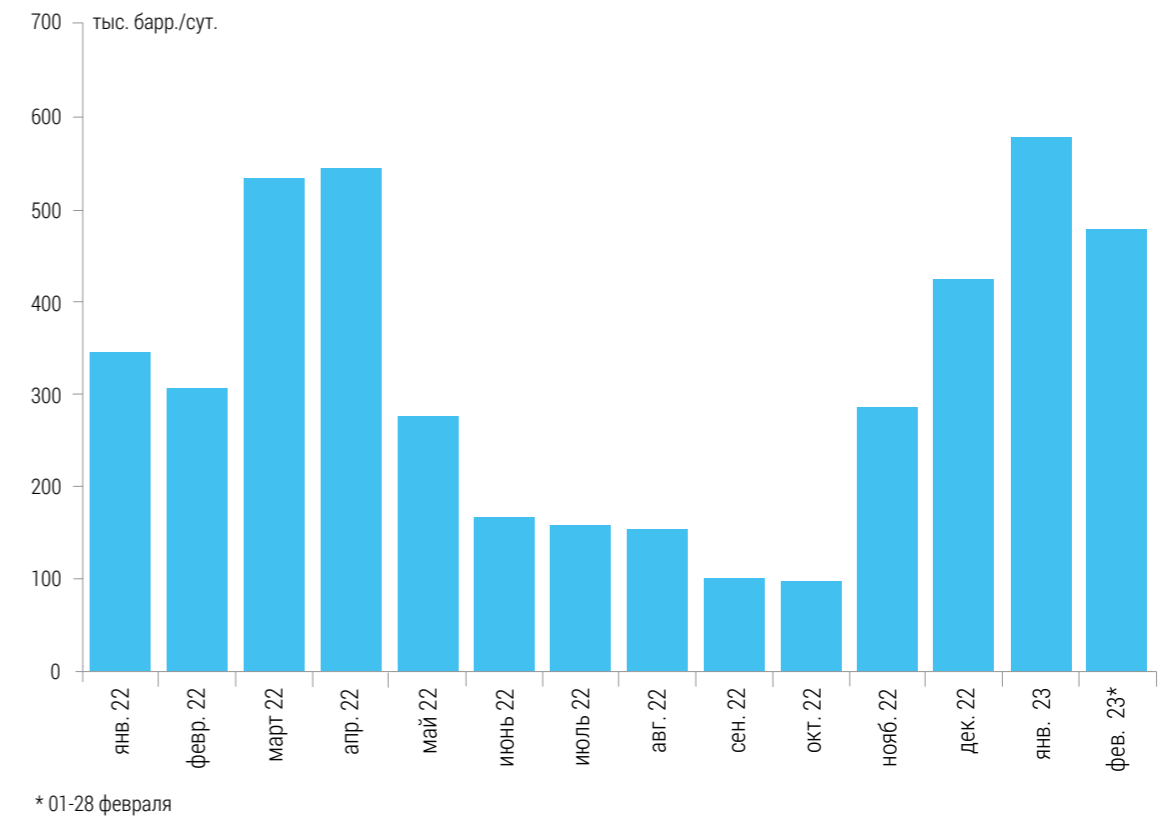


Рис. 6. Видимые объемы STS-перевалки российской нефти

Источник: Институт энергетики и финансов по данным Eikon Refinitiv

- **VLCC (Very Large Crude Carrier)** – супертанкеры большой грузоподъемности (160–320 тыс. т), предназначенные для трансокеанской перевозки нефти на большие расстояния.

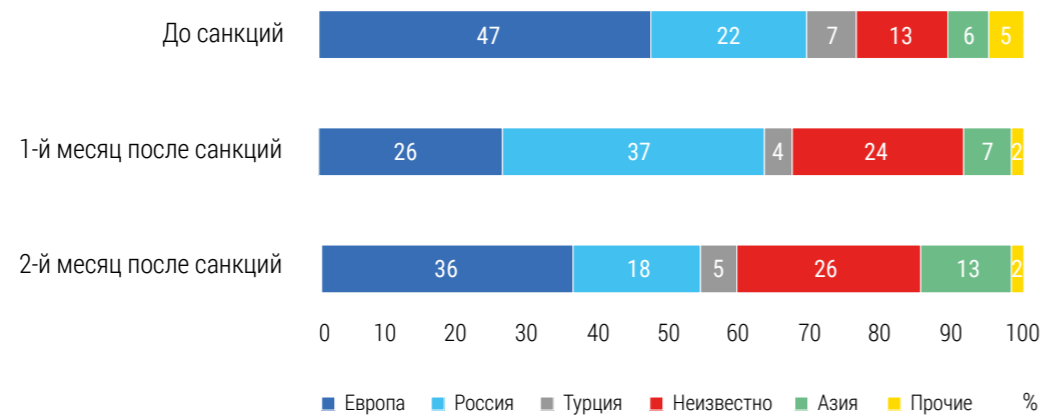
Использование судов ледового класса для перевозки нефти из российских портов Северо-Запада и Дальнего Востока, как правило, обходится дороже, чем фрахт обычных танкеров. Это еще одна причина активнее использовать STS-перевалку, чтобы сократить транспортное плечо для более дорогой группы танкеров ледового класса.

Кроме того, STS-перевалки для российской нефти усложняет процесс идентификации груза, что помогает обходить введенные антироссийские санкции, в т. ч. с использованием «теневого» флота.

В январе 2023 г. объемы морской перевалки российской нефти достигли 579 тыс. б/с (рис. 6), при этом основные объемы STS-перевалки российской нефти осуществляются в акватории портов Средиземного моря (Каламата (Греция), Сеута (Испания)), а также портов Дальнего Востока (Йосу (Южная Корея)).

Использование испанского порта Сеута обусловлено его крайне выгодным географическим положением в Гибралтарском проливе, что позволяет перегружать в нем российскую нефть на танкеры типа VLCC для ее дальнейшей транспортировки в обход Африки в Индию и Китай. Морская перевалка российских нефтеналивных грузов в греческом порту Каламата ориентирована на дальнейшую транспортировку такой нефти танкерами типа Suezmax через Суэцкий канал в страны АТР.

В настоящее время российский «теневого» флот составляет до 34% от числа танкеров, заходящих в порты России. Этот флот не подчиняется правилам ЕС и имеет в основном российскую страховку



* Прочие - Африка, Америка, Ближний Восток

Рис. 7. Структура танкерных отгрузок нефти из западных портов РФ (в разрезе стран регистрации танкеров),%

Источник: Институт энергетики и финансов по данным Bloomberg

Изменение структуры танкерных перевозок российской нефти и нефтепродуктов

До введения запрета на импорт российской нефти в ЕС и ценового «потолка» на нее, более 47 % российского экспорта нефти из портов Балтики и Азово-Черноморского бассейна перевозилась на судах, принадлежащих европейским компаниям, главным образом, из Греции, Мальты и Кипра. Предварительные оценки большинства экспертов до 5 декабря 2023 г. указывали на риск возникновения значительного дефицита танкерного флота для перевозок российской нефти после начала действия ценового «потолка» на ее морские поставки и ожидавшегося «исхода» западных перевозчиков из российского нефтяного бизнеса. Так,

Сегодня около 60% танкеров, перевозящих российскую нефть, по-прежнему, застрахованы членами Лондонского клуба взаимного страхования (P&I Club). Год назад их доля составляла чуть более 80%

по оценке Braemar, России для обеспечения морского экспорта нефти на уровне 3,5 млн б/с требовалось более 150 танкеров типа Aframax, 65 – Suezmax и 18 – VLCC. При этом в случае полной потери услуг западных перевозчиков дефицит танкеров для перевозки российской нефти мог бы составить до 110 судов. Однако ожидания дефицита танкерного флота для перевозок российской нефти пока не оправдываются, во многом из-за того, что регистрируемая цена Urals FOB в декабре 2022 г. – марте 2023 г. оставалась устойчиво ниже установленного ценового «потолка». В результате, доля европейских танкеров сократилась примерно до 26 % лишь в первый месяц после вступления в силу санкций и была компенсирована собственными судами России и кораблями «теневое» флота неизвестных судовладельцев. Но уже на второй месяц на рынок начали возвращаться греческие судовладельцы, и доля европейских танкеров выросла до 36 % (рис. 7).

Рост использования «теневое» флота

В настоящее время российский «теневой» флот танкеров составляет до 34 % от числа танкеров, заходящих в ключевые экспортные порты России. Теневой флот не подчиняется правилам ЕС и имеет в значительной части российскую страховку нефтеналивных грузов. Традиционно, под

«теневым» флотом понимают суда, которые участвуют в транспортировке нефтеналивных грузов, находящихся под санкциями. Зачастую, это вполне легальные танкеры, перешедшие в собственность, либо управляемые, либо нанимаемые российскими юридическими лицами через компании, зарегистрированные в зарубежных юрисдикциях. При этом часть так называемого «теневое» флота относится к танкерам, ранее перевозившим венесуэльские и иранские нефтеналивные грузы. Незадекларированный или трудно отслеживаемый статус владения и страховки подобных судов позволяет легче работать в условиях ограничений и избегать соблюдения официальных процедур.

Под «теневым» флотом также подразумевают суда, которые замечены в периодическом отключении расположенных на них автоматических систем идентификации (AIS). Они часто проходят через загрузочные терминалы, где перевозимая на них нефть смешивается с другими сортами, что затрудняет определение происхождения углеводородов, чем часто пользуются конечные покупатели.

По данным Karatzas Marine Advisors, большинство судов «теневое» флота ходят под флагами стран с мягкими правилами судоходства, таких как Панама, Либерия и Маршалловы острова. Как правило, владельцы подобных танкеров имеют ограниченный контакт с властями США или ЕС,

Прибытие танкера Ирана для перевозки нефти Венесуэлы
Источник: www.mashreghnews.ir



Нужно активно работать с регуляторами стран – покупателей нефти, чтобы повысить ликвидность взаиморасчетов в национальных валютах и облегчить использование юаней или рупий в интересах РФ

что затрудняет контроль за соблюдением западных санкций. Этот процесс, зачастую, облегчается наличием широкой и запутанной сети подставных компаний, в собственности которых зарегистрированы такие танкеры.

Особенностью «теневое» флота также является его возрастная структура. Большинство судов более 15–20 лет, и часть из них ранее входила в регулярный флот других стран. Главным мотивом участия ряда танкерных владельцев в операциях «теневой» перевалки является прибыль. Хотя этот рынок по своей природе очень непрозрачный, по оценкам наблюдателей, ставки на доставку венесуэльских или иранских нефтяных баррелей могут в два или три раза превышать рыночные ставки для перевозки «легальной» нефти. В условиях действия западных санкций Российская Федерация вот уже больше года активно развивает собственный «теневой» танкерный флот с целью вывести большую часть своей экспортной нефти из-под контроля западных посредников. По данным Rystad, в 2022 г. Россия косвенно (через различные аффилированные структуры) увеличила свой «теневой» флот более чем на 100 танкеров за счет покупки или перераспределения судов, ранее обслуживающих Иран и Венесуэлу. VesselsValue заявляет, что на расширение «теневое» флота нефтяных танкеров было потрачено чуть порядка 1 млрд долл. На рост теневое флота также указывает всплеск продаж танкеров неизвестным покупателям в 2022 г. (рис. 8). Отметим, что оценить точное количество судов, составляющих так называемый российский «теневой» флот практически невозможно из-за отсутствия объективной статистики по данному вопросу.

Однако, как показывают данные Energy Intelligence, на сегодняшний день «незападный» флот из примерно 350 нефтяных танкеров типа VLCC, Suezmax и Aframax, позволяет России поддерживать морской экспорт нефти на уровне выше 4 млн б/с. При этом остается актуальным вопрос, насколько изменится количество судов российского «теневого» флота в случае снижения уровня ценового «потолка» для морских поставок российской нефти, так как его текущие условия пока позволяют многим судовладельцам оставаться в легальном поле при перевозке российских нефтеналивных грузов, что необходимо для сохранения западного страхования и обслуживания таких судов в портах европейских стран.

Пути решения проблем

Несмотря на очевидные успехи российской нефтяной отрасли в преодолении санкционных ограничений, построение

новой географии экспорта российских нефтеналивных грузов и серьезную перестройку логистических цепочек доставки российской нефти до конечного покупателя, необходимо продолжать работу по формированию по настоящему независимой транспортно-логистической инфраструктуры экспорта российских нефтеналивных грузов и постепенно уходить от «временных решений», которые могут быть уязвимы перед лицом очередных санкционных инициатив.

Важнейшим направлением должна оставаться дальнейшая диверсификация рынков сбыта для российской нефти, поскольку текущая зависимость России, фактически, только от двух покупателей, Индии и Китая, ставят российскую нефтяную отрасль в очень «шаткое» положение. А между тем, на российскую нефть есть спрос и в Пакистане, и в Индонезии, и во Вьетнаме.

Необходимо расширить географию пунктов морской перевалки нефти в пользу

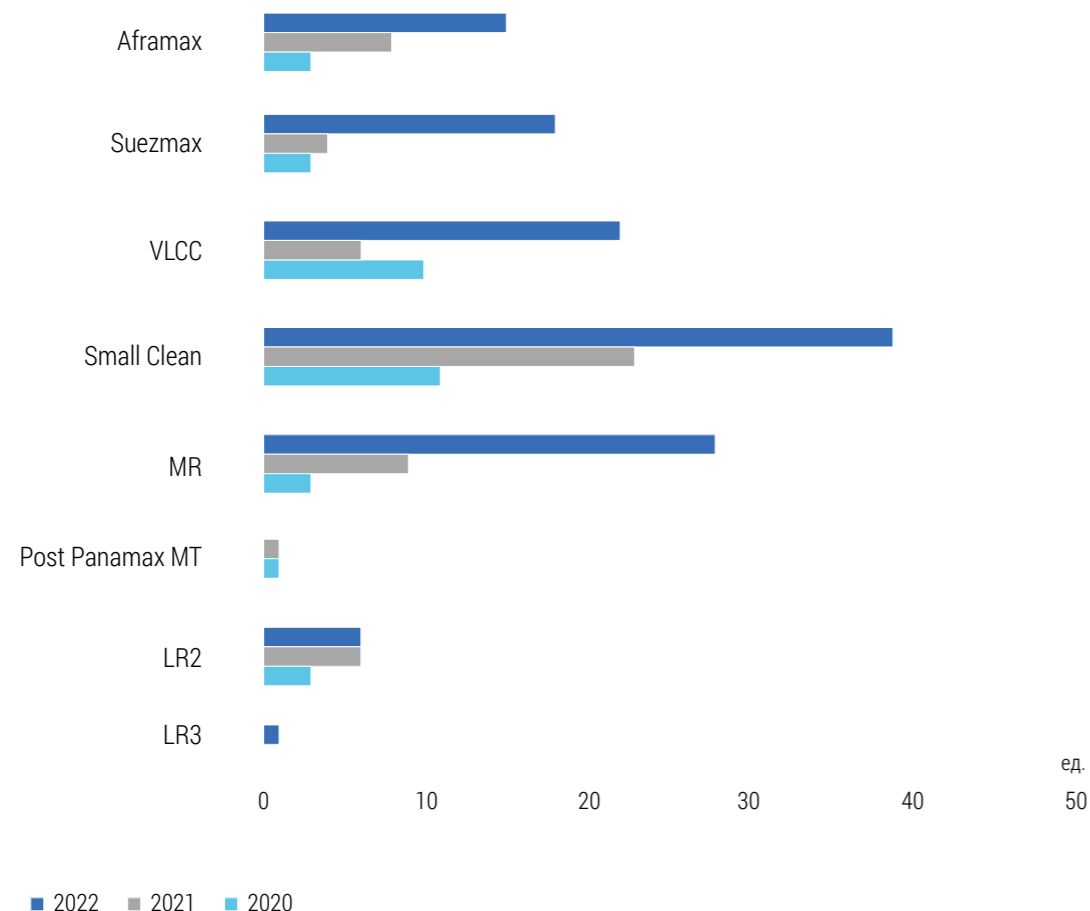


Порт Александрия, Египет

Источник: www.dailysabah.com

Рис. 8. Продажи нефтяных танкеров неизвестным покупателям

Источник: Институт энергетики и финансов по данным VesselsValue



использования портов нейтральных государств. В частности, заменой испанской Сеуте могли бы стать порты Марокко, а греческую Каламату могли бы заменить порты Египта или Сирии. Также имеет смысл постепенно полностью отказаться от услуг западных перевозчиков в пользу собственного танкерного флота и флота «дружественных» стран.

Очень важно ускорить работу по развитию страхования российских нефтеналивных грузов с участием российских страховых компаний, возможно, с привлечением страховщиков из стран-покупателей российской нефти. Напомню, что сегодня около 60 % танкеров, перевозящих российскую нефть, по-прежнему, застрахованы членами Лондонского клуба взаимного страхования (P&I Club). Год назад доля такого страхования для российского нефтяного экспорта составляла чуть более 80 %.

Наконец, необходимо пересмотреть ценообразование на экспортируемую российскую нефть и отказаться от используемых сейчас «временных решений»⁴ в пользу развития собственных независимых рос-

сийских ценовых индексов для экспортируемых нефтеналивных грузов. Нужно не только научиться рассчитывать свои ценовые индексы, но и создать систему экономически привлекательных нефтяных хабов на западе и востоке нашей страны, которые бы стали физической альтернативой западным биржевым площадкам. И, конечно, нужно ускорить переход во взаиморасчетах на национальные валюты, но при этом активно работать с регуляторами стран – покупателей российской нефти с тем, чтобы повысить ликвидность таких взаиморасчетов и облегчить использование заработанных юаней, рупий или дирхамов в интересах российских нефтяных компаний и российского государства в целом.

По сути, Россия должна сегодня не просто «тушить пожар» санкционных ограничений, а вести планомерную работу по формированию новой реальности многополярного мира в тех секторах экономики, где она действительно является системообразующим мировым игроком, к которым, безусловно, относится российская нефтяная отрасль. Только в этом случае мы сможем обеспечить долгосрочную устойчивость российской нефтяной отрасли и ее низкую восприимчивость к любому санкционному давлению со стороны «недружественных» стран.

⁴ Речь идет в т. ч. и о № 36-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации» от 23.02.2023 г., согласно которому механизм расчета цены Urals для целей налогообложения российской нефтяной отрасли был скорректирован, исходя из предельного уровня дисконта российской нефти по отношению к Brent.

Изменение климата и действующие обязательства стран по смягчению его последствий в новых экономических условиях

Climate change and countries' current mitigation commitments in the new economic environment

Александр КРОЛИН
Начальник отдела комплексных инновационных программ и проектов НИУ МЭИ, к. э. н.
E-mail: KrolinAA@mpei.ru

Alexander KROLIN
Head of the Department of Integrated Innovation Programs and Projects of the NRU MEI,
Ph.D. in Economics
E-mail: KrolinAA@mpei.ru

Нефтехимический концерн BASF

Источник: depositphotos.com



Аннотация. Статья анализирует обязательства крупнейших стран-производителей выбросов CO₂ по снижению эмиссии парниковых газов в атмосферу. Отмечается, что на фоне энергетического кризиса и обострения геополитической ситуации, многие из этих стран стали вносить временные изменения в показатели национальных вкладов в борьбу с глобальным изменением климата в пользу сохранения текущих уровней использования углеводородных источников энергии. При этом для западных стран приоритетом становится не вопрос борьбы с глобальным потеплением, а вопрос обеспечения энергетической безопасности.

Ключевые слова: климат, Парижское соглашение по климату, эмиссия CO₂, национальные вклады в борьбу с изменением климата.

Abstract. The article analyzes the obligations of the largest countries producing CO₂ emissions to reduce greenhouse gas emissions into the atmosphere. It is noted that against the background of the energy crisis and the aggravation of the geopolitical situation, many of these countries began to make temporary changes in the indicators of national contributions to the fight against global climate change in favor of maintaining current levels of use of hydrocarbon energy sources. At the same time, the priority for Western countries is not the issue of combating global warming, but the issue of ensuring energy security.

Keywords: climate, Paris climate agreement, CO₂ emissions, national contributions to climate change.

//

Инициативы, принятые на COP 26 в Глазго, в лучшем случае могут сократить увеличение выбросов CO₂ к 2030 г. примерно на 9%

- парниковый эффект, который является основной причиной повышения температуры околоземной атмосферы, связан с наличием в ней парниковых газов, концентрация которых в атмосфере в последнее столетие растет с нарастающей скоростью;
- независимо от того, какова степень влияния антропогенной деятельности на изменение концентрации этих веществ в атмосфере по сравнению с другими естественными процессами, что является краеугольным камнем в споре ученых мира при их оценке происходящих климатических процессов, это влияние можно измерить и, при наличии политической воли, – уменьшить.

При этом большинство ученых считают, что это негативное влияние на фоне остальных процессов весьма существенно, и принятие в международном масштабе мер по снижению связанной с антропогенной деятельностью эмиссии парниковых газов в атмосферу позволит если не предотвратить, то хотя бы снизить скорость повышения околоземной температуры в ближайшие несколько десятилетий.

Таким образом, происходящее в последние десятилетия ускорение глобального изменения климата привело к осознанию необходимости предпринять на международном уровне конкретные шаги по внедре-

Введение

Существует много мнений о причинах происходящих в настоящее время изменений климата и степени влияния на данные процессы антропогенной деятельности. Однако, несомненными и принятыми на государственном уровне абсолютного большинства стран являются следующие аспекты:

- климат меняется в направлении увеличения средней околоземной температуры, причем скорость этого изменения нарастает;



Завод по промышленной переработке сахарного тростника в Бразилии

Источник: depositphotos.com

нию адекватных мер по его нивелированию и предотвращению связанных с климатическими изменениями негативных процессов, что нашло свое отражение во многих международных соглашениях, закрепленных документально.

Количество таких документов, принятых на международном уровне в течение последних нескольких десятилетий огромно, они широко известны и потому не являются предметом исследования в рамках данной статьи. В данном анализе сделана попытка обобщения наиболее важных обязательств стран в области снижения парниковых выбросов, а также их последних инициатив в этом направлении.

Для многих европейских стран неожиданной оказалась сложность замены выбывших из эксплуатации энергетических мощностей, работающих на российском газе, на генерацию, использующую ВИЭ

Для анализа были выбраны страны, суммарная эмиссия парниковых газов в атмосферу в которых составляет не менее двух третей от общего количества выбросов в глобальном масштабе. В число этих стран вошли Китай, Индия, Бразилия, ЮАР, Индонезия, Вьетнам, Турция, Иран, Южная Корея, Япония, Великобритания, США и Евросоюз.

При оценках использовались материалы Секретариата ООН по климату, конференций ООН по изменению климата 2021 г. в Глазго и 2022 г. в Шарм Эль-Шейхе, включая определяемые на национальном уровне вклады перечисленных выше стран в борьбу с изменением климата (ОНУВ), обзоры Международной исследовательской группы по мониторингу действий, направленных на сокращение парниковых выбросов (CAT) и статистические дайджесты Международного энергетического агентства (МЭА).

Обязательства стран по снижению выбросов парниковых газов

Большинство стран из анализируемого списка приняли обязательства в отношении сокращения эмиссии основ-

ных видов парниковых газов, к которым относятся углекислый газ (CO_2), угарный газ (CO), метан (CH_4), закись азота (N_2O), фторсодержащие газы. Эти газы, в зависимости от их степени фактического воздействия на образование парникового эффекта в атмосфере Земли, могут быть пересчитаны на эквивалентное количество углекислого газа (CO_2 -экв.), которое было использовано в данном анализе.

В 2015 г. 196 стран подписали Парижское соглашение, ключевым элементом которого являются «определяемые на национальном уровне вклады» (ОНУВ) в борьбу с изменением климата. В соответствии с Парижским соглашением каждая сторона, подписавшая его, подготавливает и направляет в Секретариат ООН по климату (Секретариат РКИК ООН) национальные вклады с указанием конкретных целей по снижению отрицательного воздействия своих секторов экономики на климат, которых она намеревается достичь с учетом характеристик для стран обстоятельств и возможностей. Периодичность обновления обязательств и предоставления новых ОНУВ – 1 раз в 5 лет.

Одним из ключевых показателей ОНУВ является сокращение годового объема выбросов CO_2 -экв. в 2030 г. по сравнению

Выбросы CO_2 со стороны промышленных предприятий

Источник: depositphotos.com



Многие страны ЕС предприняли экстренные меры по вводу в эксплуатацию угольных электростанций, что окажет отрицательное влияние на выполнение взятых ими климатических обязательств

с 2005 г., другим важным показателем является год достижения углеродной нейтральности с учетом не только снижения парниковых выбросов, но и поглотительной способности зеленых насаждений, увеличение площади которых также является важной мерой для достижения поставленных целей. Кроме того, разные страны в своих ОНУВ принимают и другие обязательства по снижению антропогенного воздействия на климат, среди которых могут быть показатели по использованию неископаемых видов топлива в энергетике, транспорте и других отраслях экономики, отдельные обязательства по величине установлен-

Страна	Первый ОНУВ*		Обновленный ОНУВ (2020–2021 гг.)		Последний ОНУВ (2021–2022 гг.)	
	Выбросы в 2030 г. по отношению к 2005 г.	Углеродная нейтральность	Выбросы в 2030 г. по отношению к 2005 г.	Углеродная нейтральность	Выбросы в 2030 г. по отношению к 2005 г.	Углеродная нейтральность
Китай	Снижение на 60–65 %; 13,2–14 Гт CO ₂ -экв. в год	не обязались	не обновлялся	не обновлялся	Снижение на более чем 65 %; 13,4–14,7 Гт CO ₂ -экв. в год	2060
Условная цель (при международном финансовом содействии)						
Индия	Снижение на 40 %; уровень 4,5–4,6 Гт CO ₂ -экв. в год	не обязались	Снижение на 50 %; уровень 4,4 Гт CO ₂ -экв. в год	не обязались	Снижение на 50 %; уровень 4,3–4,4 Гт CO ₂ -экв. в год	2070
	Безусловная цель (за счет собственных политик и ресурсов)					
	Снижение на 33–35 %; уровень 5,3–5,4 Гт CO ₂ -экв. в год	не обязались	Снижение на 45 %; уровень 4,4 Гт CO ₂ -экв. в год	не обязались	Снижение на 45 %; уровень 4,4 Гт CO ₂ -экв. в год	2070
Бразилия	Снижение на 43 %; уровень 1,299 Мт CO ₂ -экв. в год	2050	не обновлялся	не обновлялся	Снижение на 50 %; уровень 962 Мт CO ₂ -экв. в год	2050
Условная цель (при международном финансовом содействии)						
Индонезия	Снижение на 41 %; уровень 1691–1789 Мт CO ₂ -экв. в год	не обязались	Снижение на 41 %; уровень 1724 Мт CO ₂ -экв. в год	не обязались	Снижение на 43,2 %; уровень 1710 Мт CO ₂ -экв. в год	2070
	Безусловная цель (за счет собственных политик и ресурсов)					
	Снижение на 29 %; уровень 1886 Мт CO ₂ -экв. в год	не обязались	Снижение на 29 %; уровень 1886 Мт CO ₂ -экв. в год	не обязались	Снижение на 31,89 %; уровень 1805 Мт CO ₂ -экв. в год	2070
Условная цель (при международном финансовом содействии)						
ЮАР	414–630 Мт CO ₂ -экв. в год без учета ЗИЗЛХ**; 398–614 Мт CO ₂ -экв. в год с учетом ЗИЗЛХ	не обязались	не обновлялся	не обновлялся	366–436 Мт CO ₂ -экв. в год без учета ЗИЗЛХ**; 350–420 Мт CO ₂ -экв. в год с учетом ЗИЗЛХ	не обязались
Условная цель (при международном финансовом содействии)						
Вьетнам	Снижение на 25 %; уровень 845 Мт CO ₂ -экв. в год	2050	Снижение на 27 %; уровень 748 Мт CO ₂ -экв. в год	2050	Снижение на 43,5 %; уровень 620 Мт CO ₂ -экв. в год	2050
	Безусловная цель (за счет собственных политик и ресурсов)					
	Снижение на 8 %; уровень 937 Мт CO ₂ -экв. в год	не будет достигнута	Снижение на 9 %; уровень 903 Мт CO ₂ -экв. в год	не будет достигнута	Снижение на 15,8 %; уровень 863 Мт CO ₂ -экв. в год	не будет достигнута
Турция	Снижение на 21 %; уровень 999 Мт CO ₂ -экв. в год	2053	не обновлялся	не обновлялся	Снижение на 41 %; уровень 763 Мт CO ₂ -экв. в год	2053
Условная цель (при международном финансовом содействии и только после снятия санкций)						
Иран	Снижение на 12 %	Цель не установлена	не обновлялся	не обновлялся	не обновлялся	не обновлялся
	Безусловная цель (за счет собственных политик и ресурсов, но только после снятия санкций)					
	Снижение на 4 %	Цель не установлена	не обновлялся	не обновлялся	не обновлялся	не обновлялся
Южная Корея	ОНУВ не представила, но в 2010 г. обязалась снизить выбросы к 2020 г. на 30 % по отношению к прогнозируемому сценарию развития по траектории «бизнес как обычно», что должно было привести к суммарным выбросам 551 Мт CO ₂ -экв. в год; однако в 2020 г. объем эмиссии парниковых газов составил 687 Мт CO ₂ -экв., что на 25 % хуже заявленных обязательств					
Япония	Снижение на 26 % в 2030 г. к уровню 2013 г.; выбросы 1,079 Мт CO ₂ -экв. в год	2050	не обновлялся	не обновлялся	Снижение на 46 % в 2030 г. к уровню 2013 г.; выбросы 813 Мт CO ₂ -экв. в год	2050
Великобритания	Снижение на 57 % в 2030 г. к уровню 1990 г.; выбросы 356 Мт CO ₂ -экв. в год	2050	Снижение на 68 % в 2030 г. к уровню 1990 г.; выбросы 251 Мт CO ₂ -экв. в год	2050	без изменения	без изменения

Страна	Первый ОНУВ*		Обновленный ОНУВ (2020–2021 гг.)		Последний ОНУВ (2021–2022 гг.)	
	Выбросы в 2030 г. по отношению к 2005 г.	Углеродная нейтральность	Выбросы в 2030 г. по отношению к 2005 г.	Углеродная нейтральность	Выбросы в 2030 г. по отношению к 2005 г.	Углеродная нейтральность
ЕС	Снижение на 40 % в 2030 г. к уровню 1990 г.; выбросы 3,391 Мт CO ₂ -экв. в год	2050	не обновлялся	не обновлялся	Снижение на 55 % в 2030 г. к уровню 1990 г.; выбросы 2,242 Мт CO ₂ -экв. в год	2050
США	Снижение на 26–28 %; 5,337–5,741 Мт CO ₂ -экв. в год	2050	не обновлялся	не обновлялся	Снижение на 50–52 %; 3,907–4,179 Мт CO ₂ -экв. в год	2050

* – большинство стран представило свой первый ОНУВ в РКИК ООН в 2016 г.; Турция представила первый ОНУВ в 2021 г., а обновленный – в 2022 г.; Иран представил первый и на сегодняшний день последний ОНУВ в 2021 г., но он вступит в силу после ратификации страной Парижского соглашения, а это может произойти только после снятия со страны международных санкций.
** – ЗИЗЛХ – землепользование, изменения в землепользовании и лесное хозяйство.

Таблица 1

ной мощности энергетических установок, работающих на определенных видах возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а также многие другие целевые показатели.

В таблице 1 приведены результаты проведенного анализа ОНУВ выбранных стран в отношении их обязательств по сокращению объемов выбросов CO₂-экв. и достижения углеродной нейтральности.

Участие стран в секторальных инициативах, принятых на Конференции ООН по климату в Глазго в 2021 г.

На Конференции ООН по изменению климата 2021 г. в Глазго был запущен ряд отраслевых инициатив для ускорения дей-

Вид на фавелу Росинья у подножия горы Дойс Ирмаос

Источник: depositphotos.com



ствий по борьбе с изменением климата. По оценкам экспертов, в лучшем случае эти инициативы могут сократить увеличение выбросов CO₂ к 2030 г. примерно на 9 %, или 2,2 Гт CO₂-экв.

Что касается метана, подписанты договорились сократить его выбросы во всех секторах национальных экономик на 30 % в глобальном масштабе в течение следующего десятилетия.

Инициатива по отказу от угля направлена на то, чтобы к 2030-м или 2040-м гг. полностью отказаться от угольной энергетики и прекратить строительство новых угольных электростанций.

Стороны, подписавшие декларацию о 100 %-м использовании электромобилей, согласились с тем, что 100 % продаж новых автомобилей и фургонов в 2040 г. должно приходиться на электромобили, а к 2035 г. этот показатель должен охватить все ведущие рынки продаж автомобилей внутри страны.

Что касается лесов, лидеры договорились «остановить и обратить вспять утрату лесов и деградацию земель к 2030 г.».

Был создан альянс «Beyond Oil and Gas» («Помимо нефти и газа»), участники которого договорились не вводить в эксплуатацию новые источники добычи нефти, попутного и природного газа, при этом постепенно отказываясь от эксплуатации действующих скважин.

Заключение

С началом эскалации враждебных действий США в отношении нашей страны, включая совершение террористического акта на газопроводе «Северный Поток-2», количество поставляемых в Европу жидких и газообразных углеводородов из России резко сократилось. Это привело к тяжелым последствиям для энергетического и транспортного секторов большинства европейских стран, выразившихся в первую очередь в резком росте цен на энергоресурсы.

Несмотря на многократный рост поставок сжиженного природного газа (СПГ), главным образом из США, которые

Таблица 2. Участие стран – главных эмитентов парниковых выбросов в секторальных инициативах, принятых на Конференции ООН по климату в Глазго в 2021 г.

Страна	Метан	Отказ от угля	Электромобили	Лесное хозяйство	Альянс «Помимо нефти и газа»
Китай	нет	нет	нет	да	нет
Индия	нет	нет	да	нет	нет
Бразилия	да	нет	нет	да	нет
ЮАР	нет	нет	нет	нет	нет
Индонезия	да	да	нет	нет	нет
Вьетнам	да	да	нет	нет	нет
Турция	нет	нет	да	да	нет
Иран	нет	нет	нет	нет	нет
Япония	да	нет	нет	нет	нет
Россия	нет	нет	нет	да	нет
Великобритания	да	да	да	да	только Уэльс
США	да	нет	нет	да	нет
ЕС	да	да	14 стран	да	8 стран



Кучевые облака на вершине вулкана Толбачик, Камчатка

Источник: yykkaa / depositphotos.com

воспользовались такой подготовленной ими же возможностью для развития собственного бизнеса, на европейские терминалы, страны ЕС испытывали в 2022 г. и продолжают испытывать острый дефицит в энергоресурсах для обогрева и электроснабжения. При этом для многих европейских стран неожиданной оказалась сложность замены выбывших из эксплуатации энергетических мощностей, работающих на поставляемом ранее из России природном газе, на генерацию, использующую возобновляемые источники энергии. Это связано как с необходимостью быстрой замены большого количества выбывших мощностей, так и с недостаточной стабильностью работы источников электроэнергии, работающих на ВИЭ, в режимах покрытия базовых нагрузок.

В связи с этим многие страны ЕС предприняли и продолжают предпринимать экстренные меры по вводу в эксплуатацию в первую очередь угольных электростанций, что, безусловно, окажет отрицательное влияние на выполнение взятых этими странами обязательств по предотвращению климатических изменений. Некоторые из этих стран заявили, что данное отступление от климатических обязательств, указанных в их последних ОНУВ, является временной мерой, и через 1–2 года угольные электростанции будут снова выведены из эксплуатации, а недостающие мощности будут замене-

ны источниками на ВИЭ. Однако, с учетом сомнительности подобных заявлений, представляется очевидным тот факт, что климатические обязательства ЕС по снижению выбросов CO₂-экв. к 2030 г. по отношению к 2005 г. выполнены не будут.

Текущая ситуация в Европе не могла не отразиться на энергетических политиках и действиях в остальных странах мира, в первую очередь в тех из них, которые в значительной мере связывали свои меры по снижению эмиссии парниковых газов с западными инвестициями. Кроме того, происходящая в ЕС смена приоритетов от климатической безопасности к безопасности экономической и политической, дает четкий сигнал другим странам о том, что в ближайшие десятилетия без существенной доли ископаемых энергетических ресурсов в собственных энергобалансах им не обойтись. Не умаляя многие известные достоинства и преимущества использования возобновляемых источников энергии, становится очевидным, что в условиях большинства стран мира они еще долго не смогут стать полной заменой традиционной энергетике, использующей ископаемые углеводородные ресурсы, и планам мирового сообщества прийти к углеродной нейтральности к 2050–2070 гг. с большой степенью вероятности осуществиться не удастся, если к этому времени не будет найден качественно новый, дешевый и широкодоступный способ получения энергии.

Развитие водородной энергетики на примере Японии

The development of hydrogen energy on the example of Japan case

Михаил БЕРЕЖКИН

Старший научный сотрудник, к. г. н.,
географический факультет, Московский
государственный университет им. М. В. Ломоносова
E-mail: mberezkin@inbox.ru

Mikhail BERYOZKIN

Senior Researcher, Ph.D., Faculty of
Geography, Lomonosov Moscow State
University, Russian Federation
E-mail: mberezkin@inbox.ru

Олег СИНЮГИН

Старший научный сотрудник, к. э. н.,
географический факультет, Московский
государственный университет им. М. В. Ломоносова
E-mail: sinygin.oleg@yandex.ru

Oleg SINYUGIN

Senior Researcher, Ph.D., Faculty of
Geography, Lomonosov Moscow State
University, Russian Federation
E-mail: sinygin.oleg@yandex.ru

Замок Кокура в Китакюсю, недалеко от реки Мурасаки в Фукуоке, Япония

Источник: depositphotos.com



Аннотация. В статье рассматриваются различные аспекты развития водородной энергетики в Японии. На основе анализа энергетического баланса Японии дана оценка потенциальной роли водорода с учетом достижения целей Парижского соглашения по снижению выбросов парниковых газов. Приведены ключевые цели водородной стратегии Японии и дана оценка инновационных водородных технологий: использования стационарных топливных элементов PEFC и SOFC, производства тепловой энергии на водородном топливе и др. Изучен опыт создания «водородных городов» на примере города Китакюсю в префектуре Фукуока и производства водорода на базе ВИЭ.

Ключевые слова: водородная энергетика, водородные технологии, водородные топливные элементы, водородная стратегия Японии, углеродная нейтральность, «водородные города».

Abstract. The article discusses various aspects of the development of hydrogen energy in Japan. Based on an assessment of the energy balance of Japan, an assessment is made of the potential role of hydrogen in it, taking into account the achievement of the goals of the Paris Agreement to reduce greenhouse gas emissions. The key goals of Japan's hydrogen strategy are given and an assessment of innovative hydrogen technologies is given: the use of stationary PEFC and SOFC fuel cells, the production of thermal energy using hydrogen fuel, etc. The experience of creating «hydrogen cities» is studied on the example of the city of Kitakyushu in Fukuoka Prefecture and the production of hydrogen based on renewable energy sources.

Keywords: hydrogen energy, hydrogen technologies, hydrogen fuel cells, Japan's hydrogen strategy, carbon neutrality, hydrogen cities.



Сейчас ядерная энергетика составляет 3,6 % от объема производства электроэнергии в Японии, хотя до аварии на «Фукусиме» она достигала 30 %

Введение

Мировое производство и потребление водорода составляет более 55 млн т в год [1]. Большая часть водорода производится и используется на промышленных объектах в качестве аккумулированного водорода (используется на месте) или в качестве промышленного сырья. Из 15 млрд м³, ежегодно потребляемых промышленностью

в Японии, почти 70 % приходится на нефтепереработку, а остальное – на производство аммиака и нефтехимию (например, на производство метанола, каустической соды) [2].

Практически весь водород производится из ископаемых видов топлива, из которых 48 % приходится на риформинг природного газа, 30 % – на побочные продукты нефтепереработки, 18 % – на газификацию угля, а остальные 4 % – на электролиз [3]. В ходе процесса переработки на основе ископаемого топлива на каждую тонну водорода выделяется от 9 до 12 т CO₂, в зависимости от качества исходного сырья [4]. В целом промышленное производство водорода отвечает примерно за 500 Мт CO₂ в год [5]. Замена водорода на основе ископаемого топлива водородом из источников энергии с нулевым содержанием углерода может значительно уменьшить углеродный след современной промышленности.

Потенциальные возможности использования декарбонизированного водорода в энергетических системах разнообразны – транспорт, промышленность, строительство и энергетика. В качестве топлива водород может быть использован в электрохимических элементах и двигателях внутреннего сгорания, для питания транспортных средств и электрических прибо-

ров. Высокая плотность энергии водорода позволяет использовать его в двигателях космических аппаратов. В коммерческих целях он стал использоваться в автомобилях и автобусах на топливных элементах. Водород превращается в электричество внутри топливных элементов без выбросов, выделяя только воду в выхлопной трубе. Он может быть использован для микромасштабной комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (ТЭЦ).

Существует множество способов получения водорода, включая электролиз, при котором электрический ток расщепляет воду на молекулы кислорода и водорода. Водород может быть сжат и отправлен потребителю, что является единственным способом для островного государства, такого как Япония, импортировать большие объемы безуглеродной энергии. Кроме того, избыток возобновляемой электроэнергии может быть использован для производства водорода для долгосрочного хранения энергии. Этот водород может быть смешан с природным газом в определенных пропорциях или далее преобразован в метан или аммиак для сжигания при производстве тепловой энергии.

При эффективном электролизе с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) или производстве из ископаемого топлива водород мог бы устранить нехватку ресурсов и выбросы углерода в атмосферу как ограничения для энергетики, став новым топливом для экономического роста и способствуя декарбонизации энергетических систем. Успех в коммерциализации соответствующих технологий будет означать серьезный сдвиг в глобальном энергобалансе. Таким образом, водород может стать основой низкоуглеродной энергетической систе-

Согласно 5-му энергетическому плану Японии, к 2030 г. атомная энергетика должна производить до 20-22% от общей выработки электроэнергии. Это – около 30 работающих ядерных реакторов



Водородная заправочная станция самообслуживания в Японии
Источник: depositphotos.com

мы, а ведущие заинтересованные стороны отрасли во всем мире создали водородный совет по содействию сотрудничеству и координации [6].

Технологии водорода и топливных элементов, испытываемые в настоящее время в пилотных проектах, все еще сильно зависят от государственной финансовой поддержки и будут конкурировать с другими видами топлива в течение нескольких десятилетий. Для достижения масштабного внедрения водорода необходимо развивать новую инфраструктуру для производства, транспортировки и использования этого топлива будущего. Более того, водород остается вторичным источником энергии, а это означает, что для получения водорода из первичного источника энергии требуется энергия. Целесообразно сделать жизненный цикл этого процесса углеродно-нейтральным.

Для Японии попытка создать водородную экономику – это стратегическая ставка. Будучи промышленно развитой страной с третьим по величине валовым внутренним продуктом (ВВП) в мире, Япония занимает второе место по степени зависимости от иностранного топлива среди стран Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) [7], 93 % потребностей Японии в первичной энергии покрывается за счет импорта. Помимо усилий по повышению энергоэффективности, наиболее жизнеспособным вариантом повышения

энергетической самодостаточности страны была ядерная энергетика, но большинство ее реакторов остаются простаивающими из-за последствий ядерной катастрофы на Фукусиме в 2011 г.

Япония является крупнейшим в мире импортером СПГ и платит самую высокую цену за импортный газ. До аварии на АЭС «Фукусима» в 2011 г. в Японии наблюдался почти постоянный профицит торгового баланса, но с тех пор резкий рост импорта топлива почти каждый год приводил торговый баланс Японии в отрицательную зону. С 2010 г. внутренние тарифы на электроэнергию выросли более чем на 25 % для домашних хозяйств и на 39 процентов для промышленности [8]. Цены на электроэнергию и природный газ в Японии остаются одними из самых высоких в ОЭСР [9].

Энергетический баланс Японии и потенциальная роль водорода

СПГ, уголь и нефть в настоящее время составляют 89 % предложения первичной энергии в Японии. Благодаря своему значительному вкладу в удовлетворение потребностей промышленности и конечных потребителей нефть занимает самую большую долю (40 %) в структуре первичной энергии, за ней следуют уголь (25 %) и СПГ (24 %). В 2010-е гг. потребление при-

Автобусы на водородных топливных элементах
Источник: depositphotos.com



Выбросы CO₂ в Японии вышли на пик в 2013 г., достигнув исторического максимума в 1235 млн т CO₂, что на 9 % выше уровня 2010 г. Это связано с использованием угля как замены АЭС

родного газа заметно возросло, особенно в энергетическом секторе, где оно давало 42 % от общего объема производства электроэнергии в 2018 г. Крупномасштабная гидроэнергетика давала 8 % выработки электроэнергии, другие ВИЭ – 7 %, а атомная – 2 % в том же году. После остановки ядерных реакторов в 2011 г. импорт ископаемого топлива, в частности СПГ, увеличился и достиг своего пика в 2013 г. Затем использование ископаемого топлива сократилось вследствие общего снижения энергопотребления, роста производства ВИЭ, а также постепенного и частичного перезапуска ядерной энергетике. Постепенный перезапуск энергетических реакторов уже сокращает потребности страны в импорте СПГ на 1 млн т на один запущенный реактор.

Обнародованный в 2018 г. 5-й стратегический энергетический план излагает перспективу правительства в области энергетики на 2030 г. и далее [10]. Он утверждает приоритеты энергетической безопасности, охраны окружающей среды и экономической эффективности, а также ставит целевые показатели сокращения выбросов парниковых газов Японией в размере –26 % к 2030 г. и –80 % к 2050 г. за счет увеличения доли ВИЭ и сохранения ядерной энергетике.

Ожидается, что к 2030 г. доля ископаемого топлива сократится до 56 %, а в долгосрочной перспективе будет осуществлен переход с угля на природный газ, также к 2030 г. доля ВИЭ в производстве электроэнергии составит 22–24 %. К 2050 г. они должны стать коммерчески выгодным основным источником электроэнергии и вместе с водородом, аккумуляторами и цифровыми технологиями, обеспечивающими энергетическую стабильность.

Исследования и разработки по водороду будут продолжены так, чтобы к 2050 г. этот газ мог быть использован для декарбонизации и замещения ископаемого топлива, особенно в транспортном секторе.

Согласно 5-му энергетическому плану, к 2030 г. атомная энергетика должна производить до 20–22 % от общей выработки электроэнергии. Это – около 30 работающих ядерных реакторов. В то время как зависимость от ядерной энергетики будет максимально снижена, она останется

водства электроэнергии в Японии, что значительно ниже той 30 % доли, которую ядерная энергетика занимала до аварии на АЭС «Фукусима» в 2011 г. Однако авария резко ухудшила общественное отношение к атомной энергетике, не только помешав правительству продолжать настаивать на перезапуске и строительстве новых реакторов, но и обострив политическую обстановку для принятия каких-либо важных решений по энергетическому будущему Японии. Учитывая ограниченный потен-



Производство водорода на базе ВИЭ

Источник: depositphotos.com

долгосрочным вариантом декарбонизации. Правительство страны действительно стремится возродить атомную промышленность как основу базовой энергетики, заверяя в высоких стандартах безопасности и ее вкладе в снижение цен на энергоносители. Впервые в стратегическом энергетическом плане упоминается намерение сократить запасы плутония в Японии на фоне растущей международной и внутренней критики.

Из 39 действующих ядерных реакторов страны 9 были перезапущены с середины 2015 г., а 15 реакторов находятся в процессе утверждения перезапуска [11]. В настоящее время ядерная энергетика составляет примерно 3,6 % от общего объема произ-

циал дальнейшего расширения гидроэнергетических и геотермальных ресурсов в Японии, ядерная энергия представляется единственным низкоуглеродным квазивнутренним источником стабильного производства энергии.

Те же аргументы можно выдвинуть и в отношении водорода при его коммерческом внедрении. Определение целевых показателей по водороду в энергетическом балансе будет сигнализировать об уверенности правительства страны в долгосрочной жизнеспособности данной технологии, что необходимо для масштабных инвестиций при внедрении.

Правительство Японии сталкивается с требованиями снижения внутренних

цен на энергоносители и, в частности, снижения стоимости своей программы ВИЭ, которая полностью поддерживается потребителями. Введенная в 2012 г. система льготных тарифов была направлена на субсидирование установки возобновляемых источников энергии, таких как солнечное фотоэлектричество, ветер, биомасса и другие. Хотя ВИЭ в настоящее время привлекают в пять раз больше инвестиций, чем тепловая и атомная энергетика вместе взятые, успех японской программы возобновляемых источников энергии выглядит неоднозначным. Снижение затрат на ВИЭ было недостаточно быстрым, поскольку затраты на установку в два раза выше, чем в Европейском союзе [12]. Слабая взаимосвязанность сетей продолжает создавать проблемы балансировки. Борьба за оправдание дорогостоящей программы использования возобновляемых источников энергии должна повлиять на подход правительства к водородной программе, что приведет к осторожной стратегии финансирования.

Выбросы углекислого газа и Парижское соглашение

Выбросы углекислого газа в Японии вышли на пик в 2013 г., достигнув исторически самого высокого уровня в 1235 млн т CO₂, что на 9 % выше уровня 2010 г. [13]. Отчасти это связано с использованием СПГ и угля в качестве заменителей утраченной атомной генерации, а также с устойчивым восстановлением экономики с 2009 г. Наибольший рост наблюдается в промышленном, коммерческом и жилом секторах. С 2013 г. наблюдается разрыв между экономическим ростом и выбросами CO₂ благодаря повышению энергоэффективности, расширению масштабов использования ВИЭ и частичному возобновлению производства ядерного топлива.

В преддверии Парижского соглашения по климату 2015 г. Япония представила свой предполагаемый национальный вклад в глобальное снижение выбросов, в которых она обязалась сократить общие выбросы парниковых газов (ПГ) к 2030 г. на 26 % по сравнению с уровнем выбросов 2013 г. или на 13 % по сравнению с 1990 г. Стоит отметить, что это более слабая цель, чем принятое в Копенгагене в 2008 г. обязательство сократить общие выбросы на 25 %

по сравнению с уровнем 1990 г. к 2020 г. Япония отступила от своих первоначальных целей, поскольку ядерная энергетика, свободная от выбросов, по прогнозам, будет играть меньшую роль в структуре производства электроэнергии. В отраслевом плане наиболее значительная декарбонизация ожидается в коммерческом и жилом секторах – примерно по 40 % в каждом, еще примерно на 28 % планируется сокращение выбросов в секторах транспорта и преобразования энергии. В наиболее энергоемком промышленном секторе предполагается сокращение на 7 %.

К 2050 г. Япония стремится сократить выбросы парниковых газов на 80 %,



Город Симоносеки, Япония

Источник: depositphotos.com

при этом базовый год не оговаривается. В 2012 г. была одобрена концепция, выдвигнутая Министерством окружающей среды Японии, которая направлена на достижение сокращения выбросов за счет повышения эффективности в секторе спроса на энергию и декарбонизации энергоснабжения. Она фокусируется на стратегиях достижения 80-процентного сокращения выбросов внутри страны и подчеркивает необходимость скорейшего внедрения полноценной системы ценообразования на углерод. С другой стороны, подчеркиваются трудности достижения этой цели внутри страны и продвигается вклад Японии в сокращение выбросов через зарубежные программы [14].

Стратегия Японии предполагает снижение затрат на производство и закупку водорода к 2050 г. на 80%. Стоимость производства должна упасть с текущей 0,9 долл. / м³, до 0,17 долл. / м³

Целесообразно прояснить политический и экономический контекст водородной стратегии и инициатив Японии, оценить достигнутый прогресс, описать его международные последствия и определить будущие возможности и вызовы.

Ключевые цели Базовой водородной стратегии Японии

Базовая водородная стратегия (далее – стратегия) была объявлена в конце 2017 г. [15] после заявления премьер-министра Абэ о преобразовании Японии в ведущее мировое «водородное общество». Документ был составлен при участии различных министерств и ведомств, научных и деловых кругов. Он был опубликован главным энергетическим ведомством Японии – Агентством природных ресурсов и энергетики (ANRE), подразделением Министерства экономики и торговли (METI).

Смысл стратегии заключается в необходимости координации государственных и частных водородных инициатив, которые осуществляются в Японии с 1970-х гг. В середине 2014 г. METI опубликовало стратегическую дорожную карту для водородных и топливных элементов, в которой были определены количественные целевые показатели стоимости и масштабов внедрения в ключевых областях применения [16]. Новая базовая водородная стратегия вводит дополнительные цели на долгосрочную перспективу до 2050 г.

Ключевым условием успеха «водородного общества» является снижение стоимости водородного топлива и связанных с ним технологий по всей цепочке создания стоимости. Стратегия уделяет большое внимание снижению затрат на производство

и закупку водорода с целью достижения 80 % снижения затрат примерно к 2050 г., что сделает водородное топливо конкурентоспособным по сравнению с природным газом. Текущая цена 0,9 долл./м³, как ожидается, будет снижена до 0,17 долл./м³ в долгосрочной перспективе.

Подчеркивается, что водород должен стать свободным от углеродного следа после 2050 г. Современные методы производства ископаемого топлива являются интенсивными по выбросам и поэтому должны сочетаться с улавливанием, утилизацией и хранением углерода. Также рассматриваются решения по снижению затрат на электролиз с использованием возобновляемых источников энергии.

Для достижения этих целей Япония стремится развивать сети поставок водорода с нулевым уровнем выбросов углерода. Сейчас в Австралии, Саудовской Аравии, Норвегии и Брунее японские компании работают над производством водорода из угля, нефти и гидроэнергии, а также тестируют технологии транспортировки водорода в Японию. Технологии-носители, рассматриваемые в рамках стратегии, – это жидкий водород, сжатый водород, метилгидрогексан, диметилэфир и аммиак.

Последняя цель заключается в разработке приложений водорода и топливных элементов в различных секторах – мобильность, производство электроэнер-

Порт Moji ku на острове Китакусю в Японии
Источник: depositphotos.com



Олимпийские объекты в Токио ориентированы на использование водорода. Открытие Олимпиады в Токио, 2020 г.
Источник: depositphotos.com

гии, жилые ТЭЦ и промышленность – что подразумевает развитие соответствующей инфраструктуры. Олимпийские игры 2020 г. в Токио стали первой вехой, демонстрирующей технические характеристики, товарность и масштабируемость текущих демонстрационных проектов [17].

Япония уже является одним из лидеров в развертывании транспортных средств на топливных элементах и заправочных станций. По состоянию на конец 2018 г. в Японии насчитывается более 100 заправочных станций – больше, чем 39 станций в Соединенных Штатах и 45 в Германии в сумме [18]. Однако для достижения целевых показателей в секторе мобильности потребуется гораздо больше станций, сокращение производственных затрат и смягчение правил строительства и эксплуатации заправочных станций.

Производство электроэнергии может стать наиболее важным фактором спроса на водород в долгосрочной перспективе. Исходя из объема топлива, необходимого электростанциям, производство электроэнергии может перевесить все другие секторы и обеспечить до 64 % спроса Японии на водород в 2050 г. [19]. Однако для того, чтобы привлечь достаточные исследовательские усилия и инвестиции, правительству страны необходимо будет включить целевые показатели водородной стратегии в долгосрочный национальный энергетический план.

По оценкам правительства, японский рынок водородного оборудования и инфраструктуры может достичь примерно 10 млрд долл. в 2030 г. и 75 млрд долл. в 2050 г.

Стационарные топливные элементы: когенерация тепла и электричества (ТЕС) в домах

Существуют различные типы топливных элементов, каждый из которых назван в соответствии с электролитом, используемым в системе. Двумя наиболее коммерчески продвинутыми вариантами являются полимерный электродный элемент (PEFC) и твердооксидный топливный элемент (SOFC).

Они обычно работают либо на природном газе, либо на пропане и применяются в когенерации тепловой и электрической энергии (ТЕС),

В 2009 г. консорциум крупнейших японских поставщиков энергии и производителей топливных элементов запустил стационарные топливные элементы для домашних хозяйств под названием Enefarm. Enefarm – это микро-когенерационная система для отопления и распределенной подачи электроэнергии, которая поставляется элементами PEFC и SOFC, причем модель PEFC охватывает 90 % продаж. При установленной мощности 700 Вт и 1000 Вт Enefarm не предназначен для удовлетворения всей потребности дома в электроэнергии, скорее он покрывает часть потребности в электроэнергии и весь спрос на горячую воду.

В настоящее время японское правительство предлагает субсидии, основанные на типе топливного элемента, исполь-

В 2009 г. консорциум крупнейших японских поставщиков энергии и производителей топливных элементов запустил стационарные топливные элементы для домашних хозяйств под названием Enefarm

зуюемого в системе (PEFC или SOFC), цене (должна находиться в пределах многоуровневого ценового предела) и переменных факторах, таких как тип топливного газа или переоборудование здания. Клиенты стимулируются более высокими субсидиями на покупку и установку более дешевых систем, что направлено на повышение конкурентоспособности затрат и улучшение производительности среди заводов по выпуску оборудования. Более высокие субсидии предоставляются SOFC, которые показывают лучшие технические характеристики, но из-за более высокой стоимости они составляют меньшую долю продаж. Средняя цена PEFC составляет около 7000



Токио

Источник: depositphotos.com

долл., система SOFC может быть приобретена примерно за 9000 долл. По сравнению с обычными системами электроснабжения и отопления капитальные затраты на системы PEFC или SOFC в 2,5–3,5 раза выше, но владельцы могут окупить свои инвестиции примерно за 7–8 лет без субсидий. К 2050 г. японское Министерство экономики и торговли (METI) планирует установку 5,3 млн единиц по всей стране, или примерно в 10 % японских домохозяйств. По оценкам МЭА, замена 10 % систем отопления топливными элементами в Японии снизит общий спрос на энергию в жилых помещениях на 3 %, что приведет к сокращению выбросов углекислого газа на 4 % по сравнению с газовыми котлами

и сетевым электричеством для энергоснабжения жилых помещений.

Производство электроэнергии и тепла

Производство электроэнергии с использованием аммиака сопровождается развитием производства тепловой энергии на водородном топливе, которое может стать единственным крупнейшим драйвером водородного рынка к 2050 г., если будет доведено до полного технического потенциала, на долю которого приходится 64 % нового спроса на водород. По расходу топлива 1 ГВт мощности производства электроэнергии требует примерно 3 млн м³/год водородного топлива, в то время как один FCV требует примерно 1000 м³/год. При пиковом количестве FCV, ожидаемом к 2030 г., потребность в топливе всего национального парка в Японии будет равна доле потребности одной электростанции. Производство водородной энергии все еще находится в зачаточном состоянии, поскольку технология сжигания находится в стадии исследований и разработок. Его будущая коммерциализация и внедрение на массовый рынок зависят от готовности правительства поддержать этот источник энергии и от роли ядерной энергетики в энергетическом балансе.

Электричество может быть произведено путем сжигания водорода, как в виде чистого водорода, так и в виде смеси природного газа или угля. В целом существующие газовые электростанции приспособлены для совместного сжигания водорода. Турбины с перемешиванием до 50 % в комбинированном цикле интегрированной газификации угля (IGCC) уже коммерциализированы. Установка сжигания чистого водорода работает в Италии с 2010 г., а японские компании, такие как Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) и Kawasaki Heavy Industries, также работают как над технологиями прямого, так и совместного сжигания.

Несмотря на отсутствие сопутствующих выбросов, при сжигании водорода образуется оксид азота (NOx) – загрязнитель воздуха и парниковый газ. Совместное сжигание природного газа может быть вдвойне загрязняющим, когда слишком быстрая реакция приводит к нестабильному горению и высоким температурам

пламени. Чтобы противостоять этому, изучаются такие меры, как инъекции воды для охлаждения пламени и разбавление топлива инертными газами. Ожидается, что производство электроэнергии за счет сжигания водорода будет более рентабельным, чем производство электроэнергии стационарными топливными элементами, благодаря масштабируемости.

Промышленность

Практически весь водород, потребляемый японской промышленностью сегодня, – это побочный продукт промышленного процесса. При нефтепереработке побочный водород повторно используется в той же установке, что и сырье для десульфурации нефти. В последнее время, учитывая растущий спрос на более высокие переделы нефтехимии, нефтеперерабатывающие заводы в Японии и других странах мира начали покупать водород у других заводов, поскольку они больше не могут удовлетворить свой собственный спрос. В настоящее время в Японии крупнейшим поставщиком водорода является каустическая содовая промышленность, которая продает высокочистый побочный водород автозаправочным станциям и другим заводам.

В настоящее время в Японии крупнейшим поставщиком водорода является каустическая содовая промышленность, которая продает высокочистый побочный водород автозаправочным станциям и заводам

Однако производство каустической соды переходит на более энергоэффективный газодиффузионный электродный метод, который не выделяет водорода, поэтому на него нельзя полагаться при планировании снабжения водородом в будущем. Сталеплавильное производство также производит побочный водород, часть которого продается. Объем и качество побочного водорода могут варьироваться в зависимости от типа сырья и производственного процесса.

В Японии нет целей декарбонизации промышленного водорода, в отличие, например от Франции, которая выбрала про-

Вопрос хранения водорода остается открытым

Источник: depositphotos.com





Tokyo Dome City, Япония

Источник: depositphotos.com

мышленный водород в качестве первого шага к своему рынку «зеленого» водорода. Согласно французской стратегии, 10 % промышленного водорода (100 000 т H_2) будет получено из электролиза с нулевым выбросом к 2023 г., а 20–40 % – к 2028 г. Вместо этого Япония решила сосредоточиться на новых технологиях производства водорода, которые в конечном итоге должны стать безуглеродными и конкурентоспособными по стоимости, а также на новых рынках конечного использования, таких как FCV, Enefarm и производство электроэнергии. По прогнозам, эти новые рынки будут потреблять 300 тыс. т H_2 в год в 2030 г. и 10 млн т H_2 после 2050 г. В то время как

Высокая стоимость ВИЭ в Японии приводит к удорожанию внутреннего производства H_2 , но это компенсируется отсутствием затрат на транспортировку и регазификацию импортного водорода

объем текущего рынка водорода составляет всего 1,3 млн т/год, из них 98 % – это побочный продукт химического и сталелитейного производства. Высокие цены на энергоносители и зависимость от импорта энергоносителей в Японии привели к высокой оптимизации заводов, и любые дальнейшие требования по контролю выбросов нанесут ущерб их конкурентоспособности.

Как и Франция, Япония продвигает производство водорода с помощью электролиза, но главное отличие заключается в высокой стоимости возобновляемых источников энергии. В то время как появляется тендерное ценообразование, многие проекты оцениваются по схеме включенного тарифа. В 2018 г. солнечная энергия (от 10 кВт до 2000 кВт) стоила 0,18 долл./кВт·ч. В дополнение к высокой стоимости электроэнергии перебои с возобновляемыми источниками энергии снижают коэффициент мощности электролиза, тем самым повышая предельные затраты на производство водорода. Поэтому даже в 2030 г. внутренний водород из солнечной и ветровой энергии, по прогнозам, будет стоить около 3 долл./м³ H_2 и может оставаться более дорогим, чем импортный водород из природного газа с улавливанием и хранением CO_2 и гидроэнергии.

Промышленные парки являются отличными испытательными площадками для пилотных проектов по водороду благодаря налаженной инфраструктуре распределения и хранения. В долгосрочной перспективе промышленное применение может выйти за рамки исходного сырья, поскольку водород потенциально может заменить ископаемое топливо в котлах, когенерации и прямом отоплении. Таким образом, отрасли смогут сократить свои выбросы перейдя на «зеленый» водород, как только он станет дешевле. По оценке Института экономики энергетики Японии (IEEJ), к 2050 г. промышленность Японии теоретически может потреблять 645 млрд м³ или 58 млн т H_2 в год. Наибольший объем поглощения можно ожидать в химической промышленности (37 % от общего объема поглощения водорода промышленностью), целлюлозно-бумажной промышленности (25 %) и металлургии (13 %).

«Водородный город» – Китакусю, Япония

Город Китакусю в префектуре Фукуока был признан ОЭСР первым городом модели «зеленого роста» в Азии за его многочисленные инновационные и меж-

Toyota Mirai на Парижском автосалоне

Источник: depositphotos.com



дународные усилия по обеспечению устойчивого развития. В 2004 г. правительство префектуры Фукуока стало соучредителем стратегической конференции по водородной энергетике – организации, состоящей из представителей частного, академического и государственного секторов Японии, вместе они создали Фукуокскую водородную стратегию (Hi-Life Project), ориентированную на НИОКР и коммерциализацию водорода и топливных элементов, а также развитие человеческих ресурсов.

Город Китакусю осуществил первый в мире демонстрационный водородный проект на уровне сообщества, который проходил в период с 2011 по 2014 гг. Его цель состояла в том, чтобы проверить подачу побочного водорода с близлежащего сталелитейного завода в жилые, коммерческие и общественные объекты с помощью трубопровода. В частности, в рамках проекта были протестированы следующие аспекты: подача водорода по трубопроводу, работоспособность топливных элементов в различных областях применения, транспортные средства на топливных элементах, небольшие вилочные погрузчики и велосипеды поставка электроэнергии от FCV домашним хозяйствам и интеллектуальное распределение электроэнергии в сообществе. Хотя испытания в «водородном городе» Китакусю были завершены в 2014 г., в 2016 г. префектура Фукуока и город Китакусю объявили о своем намерении возобновить проект. Цель состоит в дальнейшем снижении затрат на водородные технологии.

Производство водорода из возобновляемых источников энергии

Гидроэнергетика является наиболее распространенным источником энергии для электролиза, поскольку солнечная и ветровая энергия очень волатильны. Фактически на протяжении 1900-х гг. гидроэлектроэнергия обеспечивала электролиз для производства удобрения аммиака, пока природный газ не стал дешевле. Продолжающееся снижение стоимости солнечной и ветровой энергии, повышение загрузки мощностей и развитие аккумуляторных технологий постепенно превращают крупномасштабный возобновляемый электролиз в жизнеспособный вариант. В частно-

Город Китаюсю в префектуре Фукуока был признан ОЭСР первым городом модели «зеленого роста» в Азии за его многочисленные инновационные усилия по обеспечению устойчивого развития

сти, в электролизе экономия от масштаба проявляется в снижении стоимости компрессоров, газгольдеров, трансформаторов и балансового оборудования.

Внутреннее производство водорода повысит энергетическую безопасность Японии и снизит ее зависимость от импортных рисков, волатильности цен, геополитики и оттока капитала. Местные предприятия могут быть размещены вокруг центров производства водорода, особенно в сельских районах с обширными пространствами для крупных возобновляемых проектов. Экономическое возрождение обезлюдивших сельских районов является одной из наи-

более острых социальных проблем и одним из главных инвестиционных приоритетов японского правительства.

Более высокая стоимость возобновляемой энергии в Японии – более 10 центов США/кВт·ч – способствует заметно более высокой стоимости внутреннего производства водорода, но он компенсируется отсутствием больших затрат на сжижение, транспортировку и регазификацию в случае импортного водорода, что делает внутренние поставки сопоставимыми с некоторыми импортными.

Одним из факторов, способствующих повышению стоимости производства на основе возобновляемых источников энергии, является фактор низкого коэффициента использования мощности. Из-за перебоев в солнечной и ветровой энергетике производственные мощности остаются простаивающими в течение длительных периодов времени, поэтому при расчете принимается коэффициент использования мощности 20 %. Если энергоснабжение можно стабилизировать, например, включив комбинированную солнечную и ветровую системы, то эффективность производства улучшится, тем самым снижая предельные издержки производства из возобновляемых источников.

Гибридный автобус в Токио, Япония

Источник: depositphotos.com



Suiso Frontier – первый в мире танкер для перевозки жидкого водорода
Источник: depositphotos.com

Выводы

Будучи бедной ресурсами, но экономически и технологически развитой страной, Япония однозначно вынуждена заняться производством водорода в своей энергетической системе в ближайшие десятилетия в качестве ответа на энергетические и климатические вызовы.

Правительство нацелено на разработку и внедрение всей цепочки поставок водорода с нулевым содержанием углерода от его производства до транспортировки и применения в различных отраслях.

Стратегия Японии включает в себя участие внутренней и зарубежной промышленности и государственных заинтересованных сторон в ряде межсекторальных пилотных проектов. По результатам текущих пилотных проектов после 2020 г. будет рассмотрен вопрос об интеграции водорода в более широкие экономические и энергетические планы.

Декарбонизация энергетического сектора Японии по-прежнему опирается на ядерную энергетику, природный газ, энергоэффективность и ВИЭ.

Успех водородной энергетики будет зависеть от способности Японии производить, закупать и использовать большие объемы водорода с нулевыми выбросами парниковых газов по цене, конкурентоспособной с альтернативными видами топлива. Достижение паритета затрат также в значительной степени зависит от появления эффективного ценообразования на углерод.

Глобальная координация политики в области водородной энергетики и климата и сотрудничество между отраслями необходимы для достижения целевых показателей.

Использованные источники

1. Hydrogen Council. *Hydrogen, Scaling Up*. November 2017. – URL: <http://hvdrogencouncil.com>
2. Agency for Natural Resources and Energy, *Hydrogen production, transportation and storage* / April 4, 2014. – URL: <http://meti.go.jp>
3. B. Decourt et al, *Hydrogen-Based Energy Conversion, More Than Storage: System Flexibility*, Paris, France: SBC Energy Institute, February 2014. – URL: <http://4is-cnmi.com>
4. G. Collodi, *Hydrogen Production via Steam Reforming with CO2 Capture* (Milan, Italy: Foster Wheeler, n.d.). – URL: <http://aidic.it>
5. IEA, *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*, 2015. – URL: <http://iea.org>.
6. Hydrogen Council. *Hydrogen, Scaling Up*. November 2017. – URL: <http://hvdrogencouncil.com>
7. МЭП, *Japan's Energy 20 Questions to Understand the Current Energy Situation*, May 2018. – URL: <http://enecho.meti.go.jp>
8. IEA, *Energy Prices and Taxes 2018*, No. Qi (April 7, 2018). – URL: <http://oecd-ilibrary.org>
9. Reuters, *RPT-Japan's nuclear reboot gathers pace, set to curtail LNG demand*, 3 September 2018.
10. METI, *Cabinet Decision on the New Strategic Energy Plan*, July 3, 2018. – URL: <http://meti.go.jp>
11. *Licensing Status for the Japanese Nuclear Facilities* / Japan Nuclear Safety Institute, June 16, 2018. – URL: <http://genanshin.jp>
12. IAEA, *Country Statistics: Japan, IAEA Power Reactor Information System*, July 24, 2018. – URL: <http://iaea.org>
13. METI, 2016. *Energy Demand and Supply Statistics*.
14. *Climate Action Tracker, Japan Country Summary* / April 30, 2018. – URL: <http://climateactiontracker.org>
15. METI, *Basic Hydrogen Strategy Determined*. December 26, 2017. – URL: <http://meti.go.jp>
16. METI, *METI Has Compiled a Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells*, June 24, 2014. – URL: <http://meti.go.jp>
17. SIP, *Cross-Ministerial Strategy Promotion Program (SIP) Energy Carriers*, April 1, 2016. – URL: <http://ist.go.jp>
18. METI, *One-Hundred Hydrogen Stations to Open as a World-Leading Initiative*, March 23, 2018. – URL: <http://roeti.go.jp>: John Voelcker, *Germany's Hydrogen Stations Exceed US; California Beats Japan on Density*, *Green Car Reports*, February 21, 2018. – URL: <http://greencarreports.com>
19. AIST and IEEJ, *Renewable Energy Storage and Transportation Technology Development; 2013 Scenario Research on Total System Installation (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, March 31, 2014)*. p. 138.

Вызовы и возможности развития экономики и ТЭК Ирана

Challenges and opportunities for the development of the economy and the fuel and energy complex of Iran

Гюльнар ХАЛОВА

Профессор, д. э. н., Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
E-mail: khalovag@yandex.ru

Gul'nar KHALOVA

Dr. Sci. (Econ.), Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)
E-mail: khalovag@yandex.ru

Никита ИЛЛЕРИЦКИЙ

Младший научный сотрудник, Центр энергетических исследований ИМЭМО РАН имени Е.М. Примакова
E-mail: illernick@yandex.ru

Nikita ILLERITSKIY

Master student, Junior Researcher, Center for Energy Research of Primakov Institute of World Economy and International Relations of Russian Academy of Sciences (IMEMO)
E-mail: illernick@yandex.ru

Елизавета САЗОНОВА

Аспирант, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
E-mail: maransaz@gmail.com

Elizaveta SAZONOVA

Graduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas» (National Research University)
E-mail: maransaz@gmail.com

Тегеран, Иран

Источник: Pe3check / depositphotos.com



Аннотация. В статье авторами показаны проблемы и выявляются перспективы развития топливно-энергетического комплекса Ирана в XXI веке. В исследовании анализируется влияние санкций на развитие экономики и энергетики Ирана, показано, что страна смогла ослабить влияние санкций и добилась ощутимого прогресса в развитии народно-хозяйственного комплекса. Влияние санкций на нефтегазовую отрасль привело к необходимости развития нефтегазохимической отрасли страны, Исламская Республика Иран превратилась в одного из поставщиков продукции нефте- и газохимии в соседние страны. Авторы анализируют развитие нефтяной и газовой отраслей Ирана и показывают перспективы развития экономики и энергетики страны после её вступления в ШОС и реализации проекта МТК «Север – Юг», а также выявляют перспективы сотрудничества государства с Российской Федерацией.

Ключевые слова: Иран, нефть, газ, нефтехимия, газохимия, Российская Федерация, Международный транспортный коридор «Север – Юг».

Abstract. In the article, the authors show the problems and identify the prospects for the development of the fuel and energy complex of Iran in the 21st century. The study analyzes the impact of sanctions on the development of the economy and energy of Iran, shows that Iran was able to weaken the impact of sanctions and achieved tangible progress in the development of the national economic complex. The impact of sanctions on the oil and gas industry has led to the need to develop the country's petrochemical industry, the Islamic Republic of Iran has become one of the suppliers of oil and gas chemistry products to neighboring countries. The authors analyze the development of the oil and gas industries of Iran and show the prospects for the development of the country's economy and energy after its entry into the SCO and the implementation of the North-South ITC project, and also identify the prospects for cooperation between the state and the Russian Federation.

Keywords: Iran, oil, gas, petrochemistry, gas chemistry, Russian Federation, North-South International Transport Corridor.

Иран – одно из древнейших государств мира с пяти тысячелетней историей. Страна занимает выгодное географическое положение в Передней Азии. Иран находится на перекрестке исторических торговых путей из Европы в Азию. Территория страны омывается водами Каспийского и Аравийского морей, имеет выход в Индийский океан (рис. 1).

В периоды наибольшего расцвета Персидская империя держала под своим контролем обширные территории от побережья Северной Африки и Средиземноморья до Индии. Начиная с XVI века, Иран стал исламским государством и продолжал оставаться монархией до середины XX века. Страна занимает выгодное географическое положение – находится на пересечении транспортных коридоров «Запад – Восток» и «Север – Юг».

В 1979 г. после Исламской революции на протяжении многих лет Иран подвергался санкциям со стороны западных стран.

Развитие экономики Ирана вопреки санкциям

В XXI веке темпы роста ВВП Ирана, несмотря на санкционное давление, были положительными, исключением стал 2012–2017 и 2020–2022 гг., что было обусловлено мировым экономическим кризисом и ужесточением санкционного давления (рис. 2).

Следует также отметить, что в 2009 г. Иран стал космической державой. Основываясь исключительно на собственных научно-технических достижениях, Иран создал национальное космическое агентство и вывел на орбиту свой спутник связи на ракете-носителе собственной конструкции. В последующие годы состоялось еще несколько успешных запусков. Достижения ракетно-космической индустрии в создании ракет-носителей и выведении на орбиту собственных спутников – результат государственной политики по развитию научных разработок и поддержке иранских инженеров и ученых.



Рис. 1. Карта Ирана

Источник: [2]

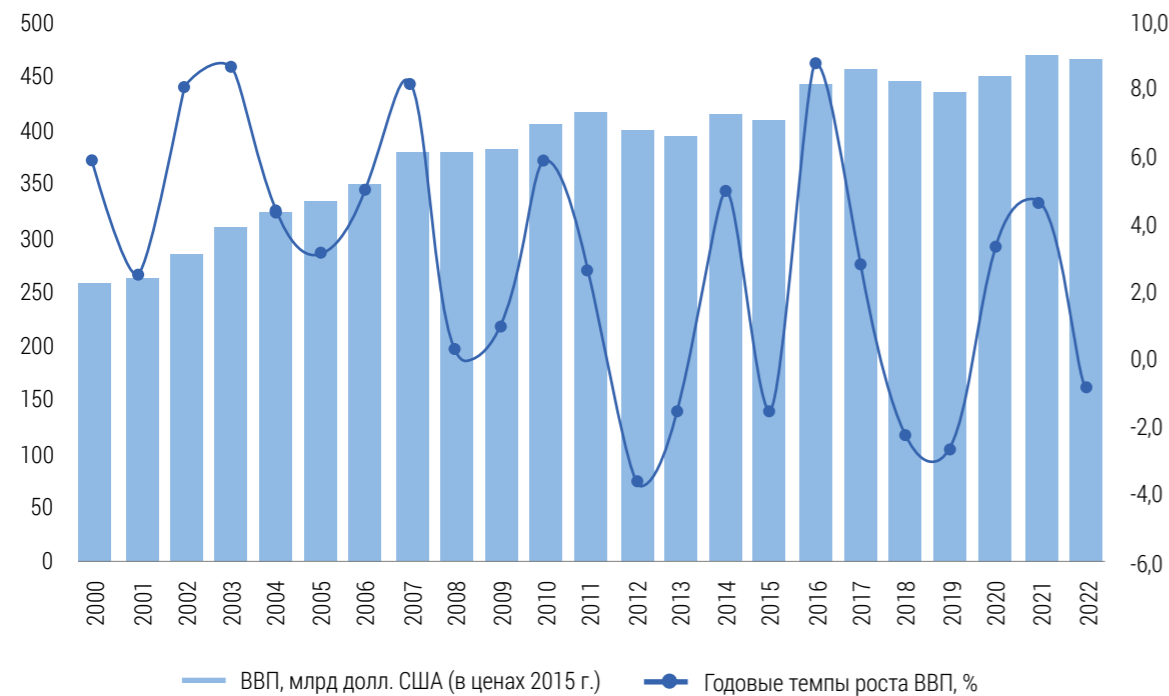


Рис. 2. ВВП (по ППС) Исламской Республики Иран в 2000–2022 гг., млрд долл. США

Источник: [6]



Рис. 3. Структура ВВП Ирана в 2022 г.

Источник: [6]

Введением санкций Соединенным Штатам и Европейскому союзу не удалось добиться полной экономической изоляции Ирана. Сальдо торгового баланса страны в 2000–2021 гг. было положительным. В 2000–2020 гг. Иран поддерживал внешнеэкономические отношения, в основном, с государствами Азии. Из-за отключения страны от систем SWIFT расчеты с торговыми партнерами страны велись в их национальных валютах. С некоторыми государствами, например, с Индией и Турцией, расчеты велись в золоте и прочих драгоценных металлах. С КНР кроме юаня расчеты производились посредством товарного бартера. С европейскими партнерами расчеты велись через некоторые арабские страны. Важную роль тут сыграли ОАЭ, через которые шел транзит импорта в Иран из КНР и Индии. Несмотря на санкции, страна экспортировала нефть, нефтепродукты, изделия нефте- и газохимии.

Пандемия коронавируса в 2020–2021 гг. не оказала серьезного влияния на динамику макроэкономических показателей Ирана. Несмотря на непростой процесс становления в течение последних 30–40 лет, Иран к настоящему моменту не только не утратил, но, напротив, существенно укрепил свой статус одной из ведущих держав Евразийского пространства.

Иранская экономика продемонстрировала уникальную способность крепко стоять на ногах, несмотря на непрерывное международное давление. За период 2000–2022 гг., численность населения государства увеличилась на более чем 20 млн че-

люшек. Порядка двух третей граждан Ирана младше 30 лет, а экономически активное население – составляет около 24 млн человек, это более трети от общего числа населения. Рост численности населения Ирана привел к увеличению масштабов емкости внутреннего рынка и стимулировал рост экономики. Подобная ситуация характерна для многих азиатских государств из-за их культурных и религиозных особенностей.

Ведущую роль в экономике и промышленности республики играет нефтегазовая отрасль. Санкции на экспорт нефти вынудили государственные компании и иранский частный бизнес переориентироваться на производство продуктов нефтехимии. В результате чего, удельный вес нефтехимии и химической промышленности в ВВП Ирана вырос до 27% (рис. 3).

Темпы развития нефтехимического производства соответствовали темпам роста ВВП. Анализ показывает, что объемы

Введением санкций Соединенным Штатам и Европейскому союзу не удалось добиться полной экономической изоляции Ирана. Сальдо торгового баланса страны в 2000–2021 гг. было положительным

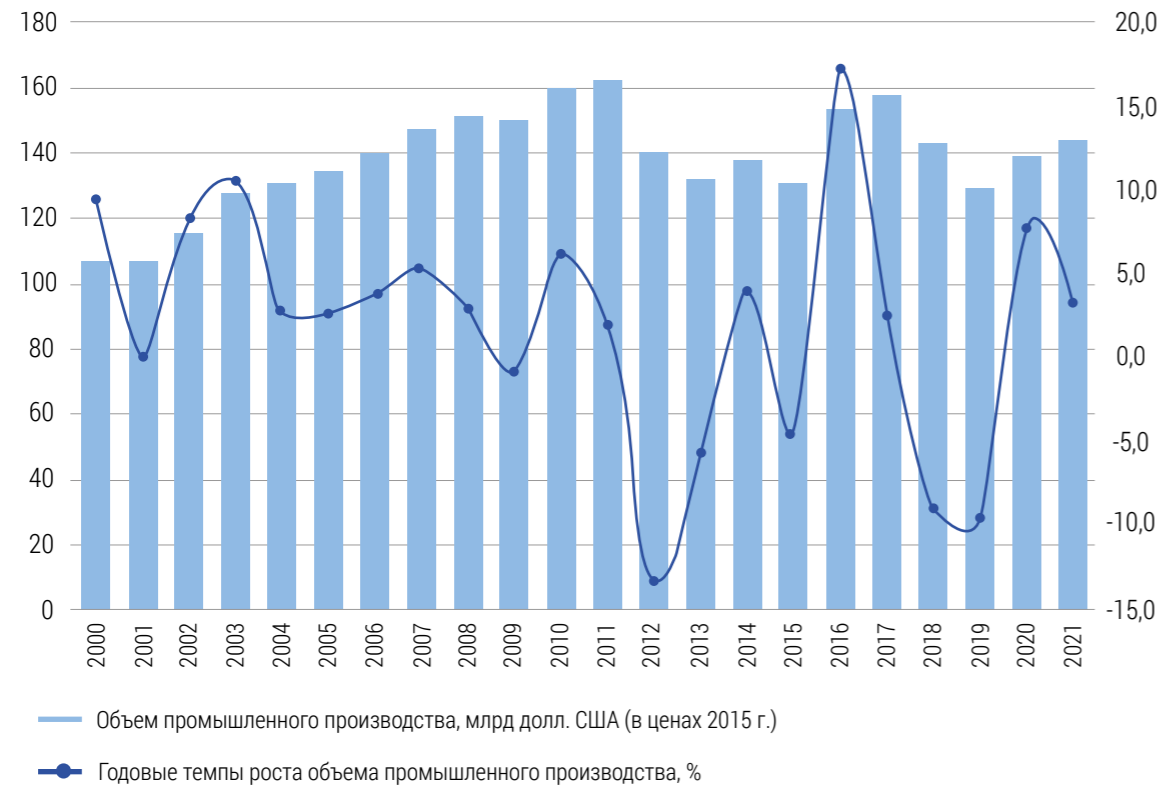


Рис. 4. Динамика промышленного производства Ирана в 2000–2021 гг.

Источник: [6]

промышленного производства в Иране достигли исторических максимумов в 2011 г., затем последовал ощутимый спад с двумя дальнейшими подъемами к 2016–2017 гг. и к 2020–2021 гг. (рис. 4).

Топливо-энергетический комплекс

Иран входит в число крупнейших стран мира по запасам нефти и газа, более того, в целом энергетическая система Ирана является энергопрофицитной, однако, в теку-

щих геополитических условиях, потенциал страны как крупного экспортера ТЭР на мировой рынок существенно ограничен.

Основными источниками первичной энергии в Иране являются природный газ, сырая нефть и нефтепродукты, объем производства которых в 2021 г. составил 533 млн т н. э. При этом, доля природного газа в энергобалансе страны достигла 48%, а на нефть и нефтепродукты пришлось 30 и 22% соответственно. Объем первичного потребления энергии составил 458 млн т н. э., а её экспорт в 2021 г. достиг 75 млн т н. э., из которых доля нефти составила 71% (рис. 5). Помимо этого, Иран обладает потенциалом для развития возобновляемых источников энергии, доля которых в 2021 г. в общем объеме первичного потребления составила 18% (107 млн т н. э.).

Первичная добыча природного газа¹ по итогу 2021 г. достигла 280 млрд м³, в то время как товарная добыча природного газа, предполагающая обратную закачку газа в пласт для поддержания добычи на нефтяных месторождениях, составила 262 млрд м³.

¹ Объем добычи без учета газа, используемого на нужды обратной закачки в пласт.

Порядка двух третей жителей Ирана младше 30 лет, а экономически активное население составляет 24 млн человек. Рост численности населения стимулировал развитие экономики и внутреннего рынка

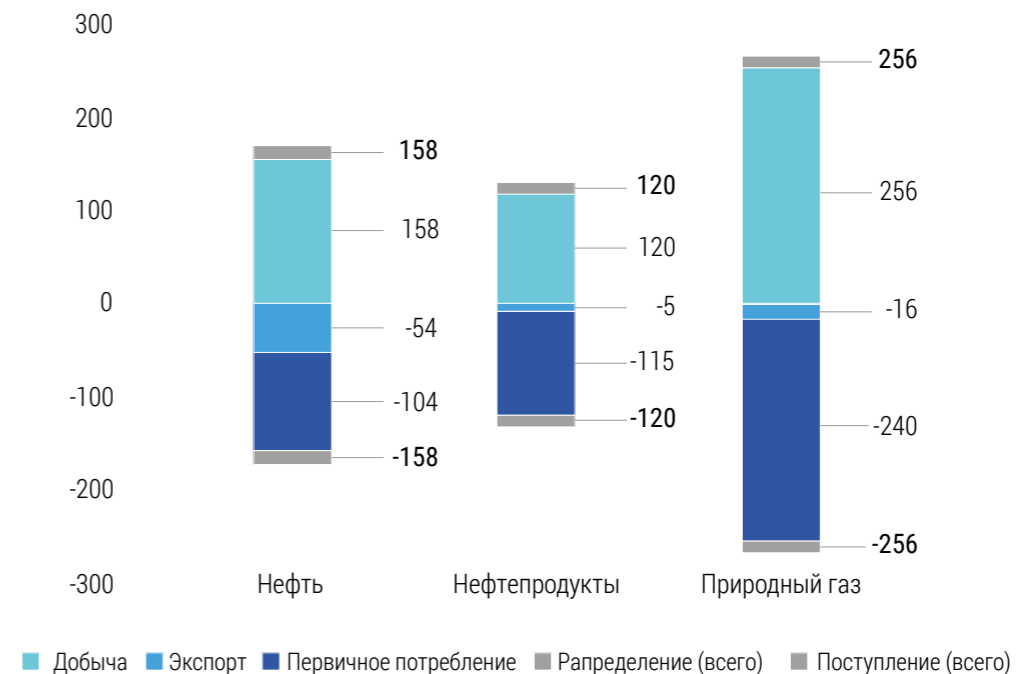
На территории республики сосредоточены крупные газовые месторождения, они расположены в южной части страны, а также на иранской части Каспийского моря. Одно из крупнейших в мире месторождений – Южный Парс, находится в Персидском заливе и является сверхгигантским, его запасы оцениваются практически в 29 трлн м³ природного газа и чуть более 7 млрд т нефти².

На внутреннем рынке Ирана основной спрос на природный газ формируется за счет сектора электроэнергетики и газохимической промышленности. Развитый газохимический комплекс страны располагает 8 предприятиями по производству метанола общей мощностью 8,8 млн т готовой продукции в год и 16 предприятиями по производству аммиака и карбамида общей мощностью 9,3 млн т готовой продукции в год. Помимо этого, в Иране налажено производство этилена, серы, олефинов и полимеров. Высокая потреб-

² Месторождение Северное / Южный Парс расположено в Персидском заливе в территориальных водах Ирана и Катара. Южный Парс (северная часть месторождения Северное/Южный Парс) находится в территориальных водах Ирана, его запасы оцениваются в 14,2 трлн м³ газа и 18 млрд барр. нефти. Северное (южная часть месторождения Северное/Южный Парс) расположено в территориальных водах Катара, его запасы оцениваются в 13,8 трлн м³ газа и 27 млрд барр. нефти.

Рис. 5. Углеродные источники первичной энергии в Иране в 2021 г., млн т н. э.

Источник: [3]



Г., МЛН Т Н.Э.

Санкции на экспорт нефти вынудили иранский бизнес переориентироваться на нефтехимическое производство. В результате чего, удельный вес химической промышленности в ВВП Ирана вырос до 27%

ность в природном газе, которая оценивается на уровне около 20 млрд м³ ежегодно, обусловлена большими объемами производства продукции ГХК. Основные мощности ГХК расположены в крупных портовых кластерах в зонах Персидского залива (порты Бендер Ассалуи и Бендер Хомейни). В среднесрочной перспективе в Иране планируется ввод новых очередей и наращивание мощностей производства продуктов газохимического комплекса.

В Иране функционирует достаточно развитая сеть магистральных газопроводов, которые действуют в большинстве регионов страны, за исключением горных

Иран обладает большим потенциалом для развития возобновляемых источников энергии, доля которых в 2021 г. в общем объеме первичного потребления составила 18% (107 млн т н. э.)

областей и юго-востока государства. Более того, газотранспортная сеть Ирана, будучи оснащенной новейшим оборудованием для ведения измерительных работ и повышения давления в системе, является одной из самых современных сетей в мире.

Экспорт природного газа на внешние рынки осуществляется через сеть магистральных газопроводов. Газ экспортируется в Ирак (7,2 млрд м³ в 2021 г.), Турцию (9 млрд м³), Азербайджан (0,4 млрд м³)³

³ В рамках соглашения между Туркменистаном, Ираном и Азербайджаном, подписанном 28 ноября 2021 г., предусматриваются своповые поставки природного газа в Азербайджан в объеме 1,5–2 млрд м³ в год.

Каспийский транзит ж/д Решт-Энзели на севере Ирана

Источник: *casp-geo.ru*



и в Армению (экспорт осуществляется по схеме «газ в обмен на электроэнергию» в объеме 0,4 млрд м³). Помимо этого, в 2019–2020 гг. для обеспечения балансировки ГТС и осуществления газоснабжения северо-восточных регионов страны был заключен трехсторонний договор между Туркменистаном и Азербайджаном, в результате которого осуществляется импорт природного газа из Туркменистана в объеме 0,2–0,3 млрд м³ в год.

Газотранспортная сеть Ирана представляет собой систему магистральных газопроводов ИГАТ, построенных от газоперерабатывающих заводов на юге Ирана (провинции Хузестан и Бушер) для транспортировки природного газа в центры потребления по всей стране. Ряд северо-восточных провинций страны, в частности Хорасан-Резави, Северный Хорасан, Голестан, Мазендеран и частично Гилян, не могут быть в полной мере интегрированы в систему ИГАТ из-за сложных географических условий, в результате чего газоснабжение осуществляется за счет добычи природного газа на месторождениях в регионе Хангиран, а газ поставляется по магистральному газопроводу «Хангиран – Решт». Объем потребления природного газа в северо-восточных про-



Рис. 6. Обзорная карта нефтегазовой инфраструктуры Ирана

Источник: [4]

винциях ежегодно достигает 20–22 млрд м³, в результате чего в долгосрочной перспективе население рассматриваемых регионов может столкнуться с дефицитом природного газа в результате сокращения объемов производства на прикаспийских месторождениях, а также в связи с ограниченной мощностью действующего ПХГ.

Правительство Ирана реализует мероприятия, направленные на газификацию страны и ее удаленных регионов с целью увеличения объемов потребления природного газа на внутреннем рынке. В частности, в 2017 г. в эксплуатацию был введен магистральный газопровод Дамган-Нека мощностью 14,6 млрд м³ в год, главной задачей которого было связать основные нефтегазодобывающие районы страны с северо-восточными регионами. В целях обеспечения энергетической безопасности, в Иране активно эксплуатируются подземные хранилища газа: действуют 7 ПХГ, среди которых ПХГ «Серадже» (мощностью 3,3 млрд м³) и ПХГ «Шуриджех» (мощностью 4,5 млрд м³). Помимо этого, иранская компания IGEDC⁴ реализует 7 проектов по строительству ПХГ (рис. 6).

В последние годы иранские нефтедобывающие компании увеличили свои объ-

емы добычи и экспорта черного золота, что положительно сказалось на экономике страны. По различным оценкам, государство владеет до 10% мировых запасов нефти, то есть, примерно 160 млрд барр. Точное определение размера запасов нефти в Иране представляется затруднительным в связи с действием международных санкций. Последние мешают инвестированию денежных средств в геологоразведку. Однако объем экспорта нефти из Ирана, вопреки всем санкциям, в 2020–2021 гг. увеличивался. Необходимо также учитывать, что западные источники могут не обладать достоверной информацией

Газ Ирана экспортируется в Ирак (7,2 млрд м³), Турцию (9 млрд м³), Азербайджан (0,4 млрд м³) и в Армению (0,4 млрд м³ по схеме «газ в обмен на электроэнергию»)

⁴ Iran Gas Engineering & Development Co.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Добыча, млн т	180	216	232	219	158	143	168
Собственное потребление, млн т	70	70	72	75	78	73	74
Экспорт	110	147	160	145	81	70	94
Установленная мощность НПЗ, тыс. б/с	2075	2075	2220	2330	2495	2475	2508

Таблица 1. Основные показатели работы нефтяной отрасли Ирана

Источник: [3]

об объеме иранских поставок в связи с активным использованием страной «теневое флота», ре-экспортных и обменных операций для обхода санкционных ограничений.

Руководство над нефтяной, нефтехимической и энергетической отраслями промышленности Ирана осуществляют государственные структуры: Министерство нефти, Министерство энергетики, НИНК (Национальная иранская нефтяная компания), некоторые из дочерних компаний НИНК являются частными. В Иране работают и иностранные компании. Однако, несмотря на создание нового иранского контракта на добычу и переработку нефти и газа для иностранных инвесторов (NIPSC, форма СРП) с 2016 г., нефтегазовая отрасль Ирана остается закрытой для большинства иностранных инвесторов.

Отсутствие собственных технологий по производству крупнотоннажного СПГ является основным фактором, ограничивающим возможности Ирана в части

увеличения объемов экспорта природного газа. В начале 2000-х гг. руководством страны рассматривалась возможность реализации проекта «Иран СПГ», предполагающего строительство 2-х технологических линий мощностью 7,14 млрд м³ каждая с перспективой последующего строительства 3-й и 4-й технологических линий. В качестве ресурсной базы проекта «Иран СПГ» рассматривался 12-й блок месторождения Южный Парс, при этом в середине 2000-х гг. строительство СПГ-завода было остановлено при готовности около 40 % в связи с введением санкций против Ирана в 2009 г.⁵

Реализация проекта строительства газопровода «Иран – Индия» по сухопутному или морскому маршруту является альтернативным вариантом увеличения поставок природного газа на внешний рынок.

⁵ Система экономических санкций против Ирана, прежде всего, торговых ограничений, введенных рядом стран в связи с разрабатываемой Ираном ракетной и ядерной программами. В частности, санкции в значительной степени ограничили инвестирование в нефтяную отрасль Ирана.

Газовое месторождение Южный Парс в Иране

Источник: novostienergetiki.ru



Обсуждение проекта началось в начале 2000-х гг., в рамках него предполагалось строительство магистрального газопровода протяженностью 1700 км и проектной мощностью 33 млрд м³ в год (3 млрд м³ – в Пакистан, 30 млрд м³ – в Индию). Согласно проекту, поставки иранского газа по газопроводу ИПИ должны были начаться в 2014 г., однако стороны не смогли достигнуть соглашения по вопросам механизма ценообразования и порядка финансирования проекта [5]. По состоянию на конец 2017 г. участок газопровода ИПИ доведен Ираном до границы с Пакистаном, однако пакистанской стороной работы по строительству трубы на своей территории начаты не были. Основными препятствиями для реализации проекта ИПИ стали наложенные на Иран международные санкции, а также нестабильная социально-политическая ситуация в регионах Пакистана, через которые проходит предполагаемая трасса газопровода (Южный Вазиристан и др.).

Для морского газопровода «Иран – Индия» в свою очередь было разработано два варианта – шельфовый и глубоководный, но оказалось, что реализация данных проектов сопряжена с большим объемом капитальных вложений и, таким образом, экономически нецелесообразна.

Сотрудничество с Россией и другими государствами Евразии

Сегодня ясно, насколько важно участие Ирана в региональных и глобальных процессах. В ближайшей перспективе Иран имеет все возможности реализовать свой потенциал, что обусловлено изменениями его роли на мировой арене. Иран стал членом Шанхайской организации сотрудничества, активно ведет диалог с Прикаспийскими государствами по вопросам разделения Каспийского моря, укрепляет связи с Россией и Китаем во всех сферах международного сотрудничества, начиная от торговли и экономики и заканчивая борьбой с терроризмом и обеспечением безопасности.

Иран сотрудничает с Евразийским экономическим союзом как участник зоны свободной торговли. Для ЕАЭС Иран важный торговый партнер, так как он расположен на перекрестке международных

транспортных коридоров «Север – Юг» и «Восток – Запад». По итогам 2021 г. торговый оборот между Россией и Ираном вырос на 81 %, достигнув исторического максимума в почти в 4 млрд долл., итоги 2022 г. были еще выше. Тегеран стремится, чтобы товарооборот с Россией в долгосрочной перспективе достиг 40 млрд долл., при этом страны договорились максимально переходить на расчеты в национальных валютах. Ведется работа по подготовке взаимного признания и приема платёжных карт «Шетаб» и «Мир».

В условиях перестройки международных товарно-транспортных потоков и фрагментации энергетических рынков для России и Ирана крайне актуальными становятся вопросы своповых поставок газа, нефти и увеличения инвестиций в совместную реализацию нефтегазовых про-

Башня Азади. Тегеран, Иран

Источник: Curioso_Travel_Photography / depositphotos.com





Рис. 7. Международный транспортный коридор «Север – Юг»

Источник: [3]

ектов. В частности, в июле 2022 г. Иранская национальная корпорация (НИОС) и ПАО «Газпром» подписали меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству: подписи под документом поставили заместитель председателя правления Газпрома Виталий Маркелов и глава НИОС Мохсен Хойстемер.

В сфере интересов двух компаний – разработка газовых и нефтяных месторождений в Иране (включая Киш и Северный Парс), внедрение методик повышения давления на месторождении Южный Парс,

реализация проектов СПГ, строительство экспортных газопроводов и другие проекты, совокупная стоимость которых оценивается в 40 млрд долл. Представители иранской стороны уже назвали меморандум крупнейшей иностранной инвестицией в истории местной нефтяной промышленности.

Значение коридора МТКСЮ для экономики Ирана

История создания транспортного коридора от Балтики до Индийского океана насчитывает более ста лет. Но только в начале XXI века стало возможным реализовать проект. В 2000 г. правительства РФ, Ирана, Индии и Султаната Оман заключили соглашение о международном транспортном коридоре «Север – Юг» (МТКСЮ). Однако реально соглашение начало реализовываться только в 2016 г., когда состоялась первая успешная поставка контейнеров из РФ через Иран в Индию. Затем к проекту присоединились Азербайджан, Армения, Белоруссия, Казахстан, Киргизия, Сирия,

Реализация проекта строительства газопровода «Иран – Индия» по сухопутному или морскому маршруту является альтернативным вариантом увеличения поставок природного газа на внешний рынок

Туркменистан и Турция. Протяженность маршрута по сравнению с транспортным коридором через Суэцкий канал более, чем в два раза короче (7,2 тыс. км вместо 16 тыс. км). Коридор включает три маршрута:

- Транскаспийский (с берегов Каспия в РФ в Иран и далее в Индию);
- Восточный (из РФ по железной дороге через государства Центральной Азии в Иран и далее);
- Западный (из РФ через Азербайджан в Иран и далее) (рис. 7).

Транскаспийский коридор представляет собой сложную комплексную систему, включающую в себя инфраструктуру России, Ирана, Азербайджана, Узбекистана, Казахстана и Туркменистана. В связи с чем, он является одним из ключевых участков МТКСЮ, созданного для улучшения связей между Россией, Ираном, Индией и странами Персидского залива. В нем сочетаются мощные транспортные инфраструктуры и потенциал стран-участников для обеспечения беспрепятственной и более быстрой доставки грузов по региону. Восточный маршрут коридора был полноценно запущен в 2014 г., когда начала функционировать железнодорожная ветка «Казахстан – Туркменистан – Иран» [1]. Очевидно, что для реализации проекта международного транспортного коридора «Север – Юг» Иран играет не только ключевую, но и фундаментальную роль. Эта страна не просто является главным транзитным пунктом, но и представляет собой потенциального поставщика иранских товаров по МТКСЮ.

МТКСЮ открывает широкие перспективы поставок товаров из Европы в Южную Азию, и из Азии в Европу. Очевидно, рост перевозок товаров по этому маршруту требует расширения производства кон-

тейнеров и танко-контейнеров. Это будет способствовать росту производства контейнерного оборудования. Важную роль в этом могут сыграть российские производители. В результате участники проекта смогут не только обеспечивать взаимные поставки и реализовывать транзитные грузоперевозки из Персидского залива, но и расширить объемы промышленного производства.

В октябре 2022 г. вице-премьер РФ Александр Новак сообщил, что Россия и Иран прорабатывают маршруты и механизмы для свопов нефти и газа. В планах Ирана – создать на своей территории региональный хаб по продаже газа и нефти. Тегеран будет покупать углеводороды у стран-экспортеров и перепродавать их импортерам. Существенную роль в этом процессе будет играть Россия: Иран намерен приобретать до 20 млрд м³ газа в год и экспортировать его в Пакистан, Ирак и другие соседние страны, а в перспективе – в Индию.

Таким образом, Международный транспортный коридор «Север – Юг» изменит роль государств-участников в мировой экономике и энергетике, усилит их энергетическую безопасность, а также позволит обеспечить ускоренное развитие интеграционных процессов в регионе. Ожидается также усиление экономического сотрудничества государств за счет реализации эффективных логистических маршрутов поставок продукции и энергетических ресурсов.

Руководство Ирана строит амбициозные планы роста промышленного производства и энергетической отрасли после вступления Ирана в ШОС в 2021 г. и реализации проекта МТК «Север – Юг», по которому уже осуществляются поставки энергоресурсов.

Использованные источники

1. В Иране введена в строй железная дорога, которая связала страну с Туркменистаном и Казахстаном. ИА «Фергана». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ferghananews.com/news/20700> (дата обращения: 13.01.2023).
2. Иран Трэвел. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.irantravel.ru/223-tur-v-iran-aprel-2016-09-04-20-04-idet-nabor-2> (дата обращения: 13.02.2023).
3. Международный транспортный коридор «Север – Юг». [Электронный ресурс]. – URL: <https://cargo.rzd.ru/ru/9789> (дата обращения: 16.04.2023).
4. BP Statistical Review of World Energy 2022. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 15.03.2023).
5. Middle East & Iran Petroleum Maps. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iranoilgas.com/exclusive/map> (дата обращения: 21.02.2023).
6. Project Focus: Iran-Pakistan-India Gas Pipeline. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.gulfoilandgas.com/webpro1/projects/3dreport.asp?id=100730> (дата обращения: 13.04.2023).
7. World Bank Open Data. [Электронный ресурс]. – URL: <https://data.worldbank.org/> (дата обращения: 22.02.2023).

Нейтралитет Туркменистана как фактор энергетической безопасности для России в Средней Азии

Turkmenistan's neutrality as a factor of energy security for Russia in Central Asia

Александр КАЧЕЛИН

Старший научный сотрудник, к. э. н.,
Центр инновационной экономики
и промышленной политики ФГБУН
«Институт экономики РАН»
E-mail: kachelin@inecon.ru

Alexander KACHELIN

PhD in Economy, Senior Researcher at the Center
for Innovative Economics and Industrial Policy of the
Institute of Economics of the Russian Academy of
Sciences, Moscow, Russia
E-mail: kachelin@inecon.ru

Dragon oil

Источник: nazarews.org



Аннотация. В статье автор анализирует историческое происхождение нейтралитета, его присутствие во внешнеэкономической деятельности и безопасности государства. Как повлиял статус нейтралитета Туркменистана на двусторонние отношения с Россией и с приграничными государствами в Средней Азии. Рассматривается положительная динамика развития нефтегазовой отрасли Туркменистана. Укрепляются торгово-экономические отношения России и Туркменистана. Показана многовекторность и гибкость в развитии стратегического партнерства с Туркменистаном. Показана взаимная заинтересованность двух стран в области обеспечения безопасности. Несмотря на положительную динамику развития двусторонних отношений присутствуют некоторые ограничения, сдерживающие полноценное сотрудничество двух стран. Представляется целесообразным провести двусторонние переговоры между центральными банками двух стран и перейти на расчеты в национальных валютах, рассмотреть вопросы взаимного кредитования с возможностью открытия дочерней компании ПАО «Сбербанк России» в Ашхабаде – например, «Сбербанк Азия», которая в дальнейшем будет распространять экспансию российского бизнеса в Иране, Пакистане, Индии и Китае.

Ключевые слова: нейтралитет, внешняя политика, нефть, газ, стратегическое партнерство, конвенция, ОДКБ, ЕАЭС, СНГ, ООН, безопасность, Каспийское море, транспортно-логистический коридор.

Abstract. In the article, the author analyzes the historical origin of neutrality, its presence in foreign economic activity and state security. How has Turkmenistan's neutrality status affected bilateral relations with Russia and with border states in Central Asia? The positive dynamics of the development of the oil and gas industry of Turkmenistan is considered. Trade and economic relations between Russia and Turkmenistan are strengthening. The multi-vector nature and flexibility in the development of strategic partnership with Turkmenistan are shown. The mutual interest of the two countries in the field of security is shown. Despite the positive dynamics of the development of bilateral relations, there are some restrictions that hinder the full-fledged cooperation of the two countries. It seems appropriate to hold bilateral negotiations between the central banks of the two countries and switch to settlements in national currencies, consider mutual lending with the possibility of opening a subsidiary of Sberbank of Russia in Ashgabat – for example, Sberbank Asia, which will further expand the expansion of Russian business in Iran, Pakistan, India and China.

Keywords: neutrality, foreign policy, oil, gas, main gas pipeline, strategic partnership, convention, CSTO, EAEU, CIS, UN, security, Caspian Sea, transport and logistics corridor.

Введение

Актуальность темы научной публикации продиктована ростом геополитических рисков и неопределенности очередной трансформации мирового порядка в результате образования новой конфигурации международных экономических отношений и транснациональных блоков, способных оказывать огромное влияние на происходящие интеграционные процессы в мире. Вместе с тем, некоторые государства наблюдают со стороны на формирование нового мирового порядка и не принимают активного участия, а сохраняют нейтралитет¹.

Нейтралитет – положение государства, не принимающего участия в войне между другими державами [1]. Принцип нейтралитета состоит из трех ограничений нейтрального государства на время военных конфликтов между другими государствами:

- не предоставлять национальные вооруженные силы воюющим государствам (блокам стран);
- не предоставлять свою территорию для использования воюющим странам с целью транзита, перелета и базирования;

¹ Нейтралитет (от латинского *neuter*) – ни тот, ни другой.

- не дискриминировать ни одну из сторон военного конфликта в поставках оружия и товаров военного назначения.

Главная особенность постоянного нейтралитета заключается в том, что государство, имеющее данный статус, обязано придерживаться его не только во время войны, но и в мирное время, в том числе, не вступая в военные альянсы. Таким образом, данный институт приобретает первостепенное значение для поддержания мира и предотвращения военных конфликтов.

В настоящее время статус постоянного нейтралитета имеют следующие государства: Австрия, Камбоджа, Лаос, Мальта, Туркменистан и Швейцария.



Строительство установки осушки газа КС «Багтыярлык» газопровода «Малай – Багтыярлык», Туркмения
Источник: «УралХимМаш»

Постоянный нейтралитет Туркменистана – исторически важное стратегическое решение

После денонсации 12 декабря 1991 г. договора об образовании СССР, утвержденного I Съездом Советов СССР 30 декабря 1922 г. и подписание 8 декабря 1991 г. соглашения о создании Содружества независимых государств (далее – СНГ) привело к появлению новых 15 независимых стран и ликвидации второй мировой ядерной сверхдержавы.

Впоследствии распада СССР молодой Туркменистан с древнейшей историей и культурой остался один на один со своими южными соседями – исламским государством Иран и непредсказуемым Афганистаном. В то время как в соседних среднеазиатских республиках стала проводиться антироссийская политика, а также росло националистическое движение, а Россия в значительной степени была сконцентрирована на решении своих внутренних политических и экономических проблем, связанных с переходом от социализма к обществу с рыночной экономикой [1]. Первый Президент Туркменистана С. А. Ниязов смог не допустить на территории республики межнациональных конфликтов, чем не могли гордиться соседние республики. Политическое руководство Туркменистана приняло стратегическое важное решение о постоянном нейтралитете и подало соответствующую заявку в Генеральную ассамблею ООН (далее – ГА ООН). Историческим событием внешней политики Туркменистана стало провозглашение 12 декабря 1995 г. резолюции ГА ООН № 50/80 «статуса постоянного нейтралитета Туркменистана». В резолюции подчеркивается, что ООН «выражая надежду на то, что статус постоянного нейтралитета Туркменистана будет содействовать укреплению мира и безопасности в регионе, признает и поддерживает провозглашенный Туркменистаном статус постоянного нейтралитета». Подобный уникальный документ принят впервые в деятельности всего международного сообщества наций. Поддержка ООН – редкое явление в более чем полувековой истории этой международной организации. Резолюция ГА ООН выражает признание и поддержку статуса нейтралитета Туркменистана со стороны всех членов мирового сообщества, а также призывает государства уважать и поддерживать его. За ее принятие на сессии ГА ООН единогласно проголосовало 185 государств-членов мирового сообщества. Подобный успех единогласного голосования, возможно, связан с тем, что Туркменистан из всех бывших советских республик не имел какие-либо внутренние противостояния на национальной, религиозной, социально-политической почве, а также ни одно из граничащих государств не имело территориальных претензий к Туркменистану. С принятием статуса постоянного нейтралитета Туркменистана в Азиатском регионе появился новый центр, где можно решать острые международные



Сейдинский НПЗ

Источник: sng.fm

вопросы. Практический опыт миротворческой миссии Туркменистана был в урегулировании межтаджикского кризиса в 1995–1996 гг., в миротворческих усилиях ООН по мирному и политическому решению гражданского противостояния в Афганистане в 1999 г., подтвердившие активное позитивное воздействие Туркменистана на региональные дела.

Нейтралитет как фактор предсказуемости российско-туркменского сотрудничества в нефтегазовой отрасли

Экономический смысл нейтралитета можно охарактеризовать как неприкосновенность инвестиций, активов, вкладов независимо от политических взглядов, вероисповедания и национальной принадлежности за исключением, криминально полученных путем. Нейтральный статус Туркменистана, обуславливающий минимальный уровень внешнеполитических рисков совместно с богатейшим углеводородным потенциалом и внутренней стабильностью predetermined большой интерес к стране со стороны международных компаний и обеспечил серьезный приток в национальную экономику иностранного

капитала. Сегодня в Туркменистане успешно работают компании из Ирана, Индии, Китая, Малайзии, России, США, Турции, Японии, стран Персидского залива и Европейского союза. При их участии возродилась текстильная промышленность, модернизированы нефтегазовый комплекс (реконструкция и увеличение глубины переработки нефти Туркменбашинского комплекса нефтеперерабатывающих заводов и Сейдинского нефтеперерабатывающего завода) и сельское хозяйство, ведется масштабное дорожное и жилищное строительство, переоснащена коммуникационная инфраструктура, развивается туристический бизнес.

Экономический смысл нейтралитета можно охарактеризовать как неприкосновенность инвестиций, активов, вкладов независимо от политических взглядов, вероисповедания и национальности

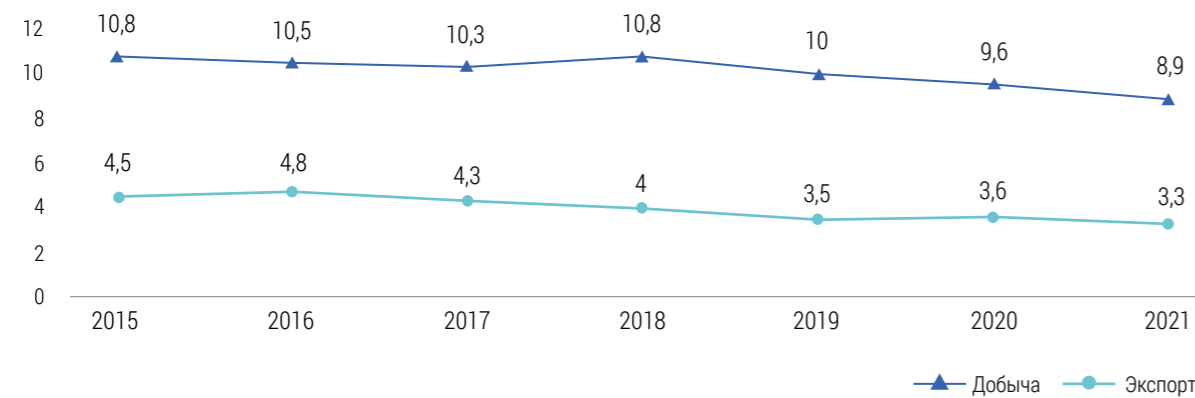


Рис. 1. Динамика добычи и экспорта в Туркменистане, млн т

Источник: составлено автором по материалам ГК «Туркменнебит» и агентства Argus

В условиях геополитической нестабильности торгово-экономические отношения России и Туркменистана имеют особую ценность и потенциал для расширения сотрудничества, особенно с учетом того, что две страны являются крупными газодобывающими державами. Туркменистан стремится создавать благоприятные внешние условия для равноправных, уважительных и взаимовыгодных связей в экономической сфере и не позволяет допустить политизации этих связей. При этом стратегия нейтралитета способствует устранению нездоровой конкуренции со стороны внешних сил, привлечению иностранных инвестиций на равноправной основе и диверсификации маршрутов поставок природного газа на мировой рынок. Следует отметить, что в этом году двадцатилетие с момента подписания соглашения о сотрудничестве между двумя государствами – «Соглашение между Российской Федерацией и Туркменистаном в газовой отрасли», подписанное в 2003 г. двумя президентами, предусматриваю-

По данным Госкорпорации «Туркменгеология» в настоящее время в Туркменистане открыто 38 нефтяных и 82 газоконденсатных месторождения. В разработке находятся более 30 месторождений нефти

щее поставки газа в Россию в течение 25 лет [2].

Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность Туркменистана

Также как и в странах Персидского залива, все нефтегазовые месторождения в Туркменистане находятся в государственной собственности. Глубокое бурение на территории Туркменистана осуществляется Государственной корпорацией «Туркменгеология» при помощи экспедиций «Лебапнебит-Газгозлег», «Марынебитгазгозлег» и «Балканнебитгазгозлег».

Основными целями деятельности являются прирост запасов нефти и газового конденсата и открытие новых месторождений, плановый объём буровых работ составляет 28 000 м в год. По данным Государственной корпорации «Туркменгеология» в настоящее время в Туркменистане открыто 38 нефтяных и 82 газоконденсатных месторождения [3]. В разработке находятся более 30 месторождений, наиболее крупные из них – Готурдепе, Барсагельмес, Челекенский блок, Кумдаг, Корпедже, Махтумкули, Окарем и блок Небитдаг, а также гигантские газонефтяные месторождения – Галкыныш, Южный Иолотань.

Основной объем добычи нефти в стране обеспечивает Государственный концерн «Туркменнебит» (*Türkmennebit döwlet konserni*, «Туркменнефть»), который по итогам 2021 г. составил 8,9 млн т (рис. 1).

Экспорт нефти из Туркменистана производится, в основном, морским транспор-

том. Перевалка нефтеналивных грузов осуществляется через туркменские морские терминалы Кенар (Туркменбаши), Окарем и Аладжа в направлении: порта Баку (Азербайджан), порта Нека (Иран), порта Махачкала (Россия).

В незначительных объемах осуществляются железнодорожные поставки нефти в Афганистан (6,5 тыс. т в 2021 г.) и газового конденсата – на «Бухарский НПЗ» в Узбекистане (258,2 тыс. т). В структуре экспортируемой нефти из Туркменистана в 2021 г. преобладают арабские и малазийские компании (рис. 2).

В соответствии с государственной программой развития нефтегазовой промышленности Туркменистана до 2030 г. планируется в 2030 г. довести годовую добычу природного газа до 250 млрд м³, нефти – до 110 млн т, предусматривается увеличение объемов нефтепродуктов и повышение их качества в результате переработки углеводородного сырья [4].

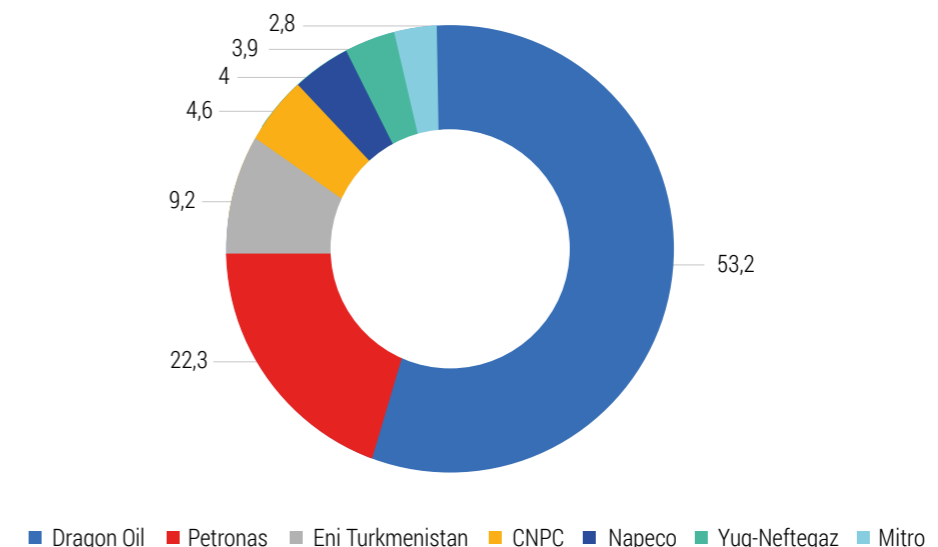
На территории Туркменистана расположены 2 нефтеперерабатывающих завода суммарной мощностью по первичной переработке 16,5 млн т нефтяного сырья в год, крупнейший в Центральной Азии «Туркменбашинский комплекс нефтеперерабатывающих заводов» (далее – ТКНПЗ), мощностью 10,5 млн т в год и «Сейдинский НПЗ» (далее – СНПЗ), мощностью 6 млн т в год, входящий в структуру ТКНПЗ. Флагман нефтеперерабатывающей отрасли ТКНПЗ расположен на побережье Каспийского моря. Основными направлениями

Экспорт нефти из Туркменистана производится, в основном, морским транспортом. Перевалка осуществляется через туркменские морские терминалы Кенар (Туркменбаши), Окарем и Аладжа

развития ТКНПЗ являются внедрение новых технологий, увеличение видов и качества выпускаемой продукции, повышение ее конкурентоспособности и соответствие передовым мировым стандартам. Поставка сырья на комплекс для переработки и отгрузка готовой продукции осуществляются с использованием трубопроводного, морского, железнодорожного и автомобильного транспорта. На ТКНПЗ выпускаются высокооктановые автомобильные бензины, дизельное топливо с низким содержанием серы, авиационный и технический керосин, нефтяной кокс, полипропилен, более пятидесяти типов технических масел и смазок, сжиженный углеводородный газ, высококачественные строительные и дорожные битумы. Готовая продукция экспортируется в Афганистан, Грузию, Иран, Италию, Китай, Нидерланды, ОАЭ, Пакистан, Россию, Таджикистан, Турцию,

Рис. 2. Структура экспорта нефти из Туркменистана в 2021 г., %

Источник: составлено автором по материалам ГК «Туркменнебит» и агентства Argus



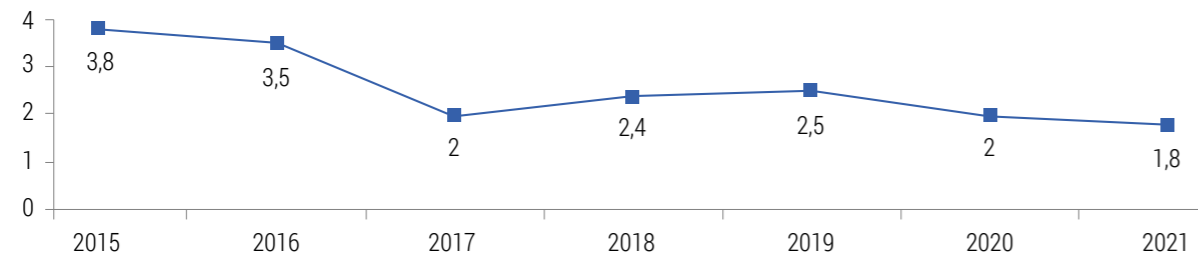


Рис. 3. Динамика экспорта нефтепродуктов из Туркменистана, млн т

Источник: составлено автором по материалам ГК «Туркменнебит», «ТКНПЗ» и агентства Argus

Швецию и Японию. Постоянная модернизация и обновление технологического оборудования на ТКНПЗ позволит увеличить глубину переработки нефти выше 90 %.

Сейдинский нефтеперерабатывающий завод расположен в Лебапском велаяте (область), на левом берегу реки Амударья в двух километрах от нее, в городе Сейди Даневского района в 80 км к северо-западу от Туркменабада (Чарджоу). Первоначально проект СНПЗ был разработан для переработки нефти Западной Сибири, поставляемой по нефтепроводу «Омск – Павлодар – Шымкент – Бухара – Чарджоу».

Туркменистан полностью обеспечивает внутренний спрос на нефтепродукты и является нетто-экспортером, осуществляя поставки их на внешний рынок. В 2021 г. объем экспорта нефтепродуктов составил около 1,8 млн т, меньше на 10,7 % к 2020 г. (рис. 3).

Значительные объемы нефтепродуктов из Туркменистана экспортируются морским транспортом в Азербайджан, Россию, Иран для последующего экспорта в страны Европы, а также железнодорожным и автомобильным транспортом в Афганистан, Узбекистан и Таджикистан.

Газовая промышленность Туркменистана

Туркменистан входит в пятерку основных стран по запасам природного газа, составляющие порядка 20 трлн м³ (рис. 4). На территории Туркменистана в разработке находятся более 40 газовых месторождений: гигантское – Галкыныш²,

² GCA: Turkmenistan's Iolotan gas field is world's second-largest. URL: <https://www.ogj.com/exploration-development/reserves/article/17266102/gca-turkmenistans-iolotan-gas-field-is-worlds-secondlargest> (дата обращения: 10.03.2023).

Рис. 4. Страны – лидеры по запасам природного газа, трлн м³

Источник: составлено автором по материалам BP Statistical Review of World Energy 2020 69th edition

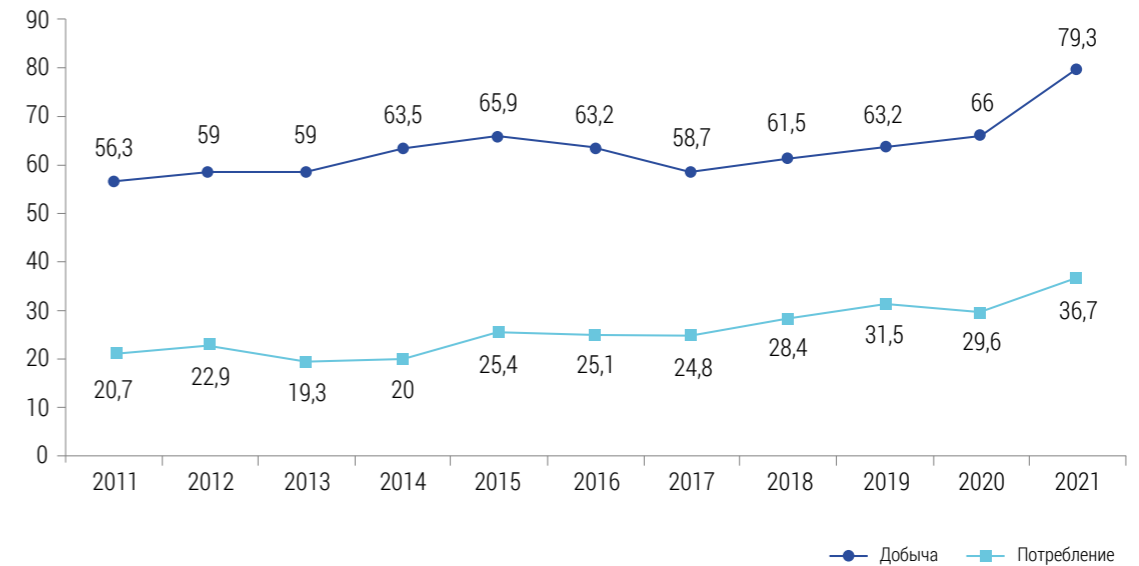
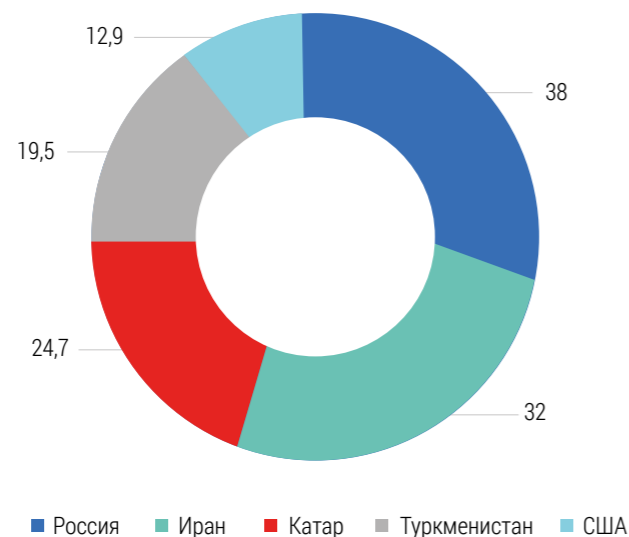


Рис. 5. Динамика добычи и потребления газа в Туркменистане, млрд м³

Источник: составлено автором по материалам BP Statistical Review of World Energy 2022 71st edition

крупнейшие – Багаджа, Газлыдепе, Гарабил, Гарашсызлыгын 10-йыллыгы, Гуррукбил, Довлетабад, Зеакли-Дерваза, Керпичли, Малай, Самандеде, Наип, Акпатлавук, Кеймир, Алтыгуйы, Корпедже, Окарем, Шатлык, группа кладовых центрального района пустыни Каракумы и другие.

Государственный концерн «Туркменгаз» – одна из крупнейших энергетических компаний мира, деятельность, которой охватывает такие области, как разведка, добыча, переработка и экспорт природного газа. По итогам 2021 г. добыча природного газа в Туркменистане составила 79,3 млрд м³ (рис. 5).

Освоение и добыча газа на шельфовых месторождениях Каспийского моря осуществляется иностранными компаниями (китайская «СНРС», малазийская «Petronas») на условиях соглашения о разделе продукции (далее – СРП).

Потребление природного газа в Туркменистане в 2021 г. составило 36,7 млрд м³ (рис. 5), рост спроса обусловлен вводом в строй новых газотурбинных электростанций и газоперерабатывающих комплексов в том числе, полимерный завод в Киянлы, завод по производству карбамидных удобрений в Гарабогазе и завод по производству синтетического бензина в Ахалском велаяте (области)³.

³ Туркменистан увеличил добычу и экспорт природного газа. URL: <https://www.turkmenistan.gov.tm/ru/post/57081/turkmenistan-uvlechil-dobychu-i-eksport-prirodnogo-gaza> (дата обращения: 10.03.2023).

Главными потребителями являются 13 предприятий электроэнергетики: Марыйская государственная электростанция (1685 МВт), Дервезинская ГЭС (504,5 МВт), Туркменбашинская ТЭЦ (420 МВт), Балканабадская ГЭС (380,2 МВт), Абаданская ГЭС (321 МВт), Авазинская ГЭС (254,2 МВт), Алахская ГЭС (254,2 МВт), Ашхабадская ГЭС (254,2 МВт), Дашогузская ГЭС (254,2 МВт), ГЭС «Ватан» (254 МВт), Сейдинская ТЭЦ (160 МВт), Лебапская ГЭС (149,2 МВт) и гидроэлектростанция Гиндукушская (1,2 МВт); предприятия текстильной, сельскохозяйственной промышленности и жилищно-коммунального хозяйства. Оператором магистральных газопроводов в республике является ГК «Туркменгаз».

Исторически с использованием традиционных маршрутов Туркменистан реализовал ряд крупных проектов по выводу сво-

В Туркмении работают 2 НПЗ суммарной мощностью 16,5 млн т нефти в год: крупнейший в Центральной Азии Туркменбашинский нефтеперерабатывающий комплекс (10,5 млн т) и Сейдинский НПЗ (6 млн т)

их энергоносителей на мировые рынки: газопровод «Туркменистан – Китай» и вторую ветку газопровода «Туркменистан – Иран». Кроме этого, в стадии реализации находится еще один крупный энергетический проект – строительство газопровода «Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия» (далее – ТАПИ). Он пользуется поддержкой всех стран-участниц, крупных международных финансовых институтов, в том числе Азиатского банка развития. Россия также проявила интерес к данному проекту и готова принять участие в его реализации. Проект ТАПИ является логическим продолжением долгосрочной энергетической стратегии, предполагающей строительство новых международных газопроводов в различных направлениях. В настоящее время основным импортером туркменского газа является Китай. В 2021 г. Туркменистан экспортировал в Китай около 34 млрд м³ природного газа. Учитывая достигнутые между двумя странами договоренности и инвестиции Китая в Туркменистан, а также проект Китая «Один пояс – один путь», у туркменского газа появляется гарантийное будущее на китайском рынке. Наряду с ростом импорта природного газа в Китай растет экспорт туркменского газа в страну, при этом две страны стремятся увеличить объем торговли природным газом до 65 млрд м³ в год, договорившись о строительстве четвертой линии газопровода из Туркменистана в Китай. Вместе с тем, одним из перспективных, но пока не освоенных рынков сбыта энергоресурсов остается Индия. Это касается как поставок нефти и нефтепродуктов, так и природного газа. Туркменистан динамично развивается в этом направлении и в декабре 2015 г. началось строительство магистрального газопровода ТАПИ. Россия осуществляет

Туркменистан полностью обеспечивает внутренний спрос на нефтепродукты и является нетто-экспортером. В 2021 г. объем экспорта нефтепродуктов составил 1,8 млн т, что на 10,7% меньше 2020 г.



ТАПИ

Источник: ATTA KENARE

поставки газотурбинных двигателей для газоперекачивающих агрегатов, поставки труб для туркменского участка газопровода с возможной перспективой для всего газопровода.

Кроме этого, Туркменистан заинтересован в строительстве подземного хранилища газа (далее – ПХГ) на своей территории с целью сглаживания суточной и сезонной неравномерности внутреннего спроса и экспортных поставок, поддержания давления в газотранспортной системе и хранения резервов газа на случай нештатных ситуаций, которые являются неотъемлемой частью газотранспортной системы. Актуальность строительства ПХГ показала чрезвычайная ситуация со сбоями и приостановкой на несколько дней поставок туркменского газа в Узбекистан, которая возникла из-за образования гидратных пробок⁴ в газопроводах в связи с аномальными морозами.

На территории России ПАО «Газпром» эксплуатирует 23 ПХГ в 27 геологических структурах. При этом компания имеет опыт работы с ПХГ различного типа – созданных в выработанных месторождениях углеводородов, водоносных пластах и соляных кавернах [5].

Опыт строительства ПХГ и устранение отложений гидратов в газотранспортной

⁴ Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) – кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды и газа.

системе в условиях низких температур будет полезен Государственному концерну «Туркменгаз».

Перспективы развития торгово-экономического сотрудничества России и Туркменистана

Мировая экономика проходит самое серьезное испытание с момента окончания Второй мировой войны. На фоне обострившихся отношений между Россией и Украиной и нововведенных санкций со стороны стран Европы и США в отношении России, появляются новые возможности для развития российско-туркменского торгово-экономического сотрудничества. Объем товарооборота между Россией и Туркменистаном по итогам 2022 г. составил 1 млрд долл. США [6] и этот показатель будет только расти за счет реализации совместных коммерческих проектов.

В 2021 г. товарооборот России с Туркменистаном составил 865 млн долл., уменьшившись на 10,83 % по сравнению с 2020 г.

Экспорт России в Туркменистан в 2021 г. составил 725 млн долл., увеличившись на 11,68 % по сравнению с 2020 г.

Импорт России из Туркменистана в 2021 г. составил 139 млн долл., умень-

Рост спроса на газ в Туркменинии обусловлен вводом заводов по производству полимеров в Киянлы, карбамидных удобрений в Гарабогазе и синтетического бензина в Ахалском велаяте

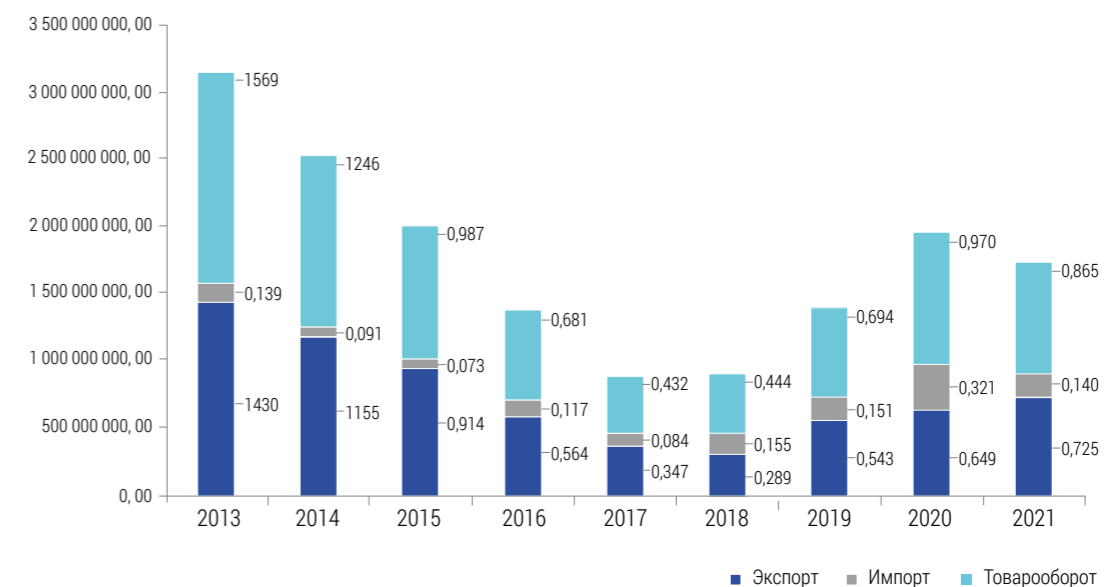
шившись на 56,44 % (180 966 410 долл. США) по сравнению с 2020 г. (рис. 6).

В структуре экспорта России в Туркменистан в 2021 г. традиционно основная доля поставок составили машины, оборудование и транспортные средства – 44,34 %; продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье – 17,84 %; продукция химической промышленности – 16,69 %; металлы и изделия из них – 14,28 %.

В структуре импорта России из Туркменистана в 2021 г. основная доля поставок пришлась на следующие виды товаров: текстильная продукция и обувь – 42,85 %; продовольственные товары и сельскохозяйственное сырье – 32,97 %; продукция химической промышленности – 23,75 % [7]. Таким образом, Туркменистан, расши-

Рис. 6. Товарооборот России и Туркменистана в 2013–2021 гг., млн долл. США

Источник: составлено автором по материалам ФТС России



Туркменистан входит в пятерку основных стран по запасам природного газа, составляющих порядка 20 трлн м³. На территории страны разрабатываются более 40 газовых месторождений

ряя товарную номенклатуру внешнеэкономической деятельности, превращается из монопродуктового экспортера [8] углеводородами в многовекторного торгового партнера. Несмотря на невысокие темпы роста взаимной торговли, имеются значительные перспективы по увеличению товарооборота между двумя странами. Для Туркменистана это гарантированный рост экспорта в Россию хлопка, продукции текстильного и агропромышленного комплекса, химической продукции. Туркменистан в свою очередь заинтересован в сотрудничестве с Россией в фармацевтической промышленности (вакцины), судостроении (строительство морских судов для Каспийской флотилии), станкостроительной и автомобильной промышленности (поставки грузового автотранспорта «КАМАЗ» и «ГАЗ») и высокотехнологичной

Добыча газа в Туркмении



Источник: depositphotos.com

продукции (телекоммуникационное оборудование и др.) и геологоразведке.

Важную роль в развитии российско-туркменских торговых взаимоотношений осуществляют Межправительственная российско-туркменская комиссия по экономическому сотрудничеству и Группа высокого уровня по поддержке торговли и инвестиций (далее – ГВУ). Очередная встреча ГВУ и российско-туркменского бизнес-форума состоялась в январе текущего года. С российской стороны в форуме приняли участие более 300 представителей деловых кругов и организаций [9], по результатам которого представители бизнеса двух стран подписали более 50-ти двусторонних соглашений. Кроме этого, регулярно проходят межрегиональные бизнес-форумы и встречи на уровне глав субъектов России с Туркменистаном. Активными участниками межрегионального сотрудничества с Туркменистаном являются Астраханская, Челябинская, Кемеровская области, Республика Татарстан (в марте текущего года в Ашхабаде состоялся туркмено-татарстанский бизнес-форум [10]) и г. Санкт-Петербург.

Заключение

Нейтралитет Туркменистана служит благоприятной платформой для развития дружественных и взаимовыгодных связей между двумя государствами в период глобальной нестабильности. Особенно



Ашхабад
Источник: orient.tm

если учитывать его выгодное географическое расположение на стыке Европы и Азии, огромный потенциал в развитии транспортно-транзитного сотрудничества практически по всем четырем азимутам – Север, Юг, Запад, Восток, нивелируя свой территориальный недостаток – удаленность от Мирового океана.

Туркменистан активно способствует международному партнерству по формированию современной транспортно-транзитной инфраструктуры в сочетании возможностей наземного, водного и воздушного транспорта. Важную роль здесь призваны играть комбинированные транзитно-транспортные коридоры по направлениям «Север – Юг» и «Запад – Восток», объединяющий страны Ближнего Востока, Юго-Восточной и Центральной Азии, Кавказа с выходом в Европу и Центральноазиатским государствам возможность выхода к Персидскому заливу. Положительным примером международного партнерства по формированию современной транспортно-транзитной инфраструктуры является ввод в эксплуатацию транснациональной железнодорожной магистрали «Казахстан – Туркменистан – Иран».

С учетом формирования современной транспортно-транзитной инфраструктуры в Туркменистане, целесообразно провести двусторонние переговоры между министерствами транспорта – России и Туркмени-

стана по вопросу унификации тарифной политики в области грузовых автомобильных и железнодорожных перевозок. Более того, целесообразно министерствам транспорта двух стран при поддержке Правительств Российской Федерации и Туркменистана рассмотреть вопрос о взаимном открытии представительств ОАО «РЖД» в Ашхабаде и агентства «Туркмендемирёллары»⁵ в Москве в рамках совместного сотрудничества в развитии транзитно-транспортной инфраструктуры, в том числе перевозки пассажиров по железной дороге поездами дальнего следования.

Сегодня нейтральный Туркменистан является одним из признанных миротворческих центров не только Центральной Азии, но в мире в целом. Учитывая, что Швейцария де-факто не соблюдает свой нейтралитет, так как принятие санкций против России нарушают нейтральный статус самой Швейцарии, что противоречит конституции страны [11], Туркменистан, следуя принципам постоянного нейтралитета, имеет моральное право на очередной ГА ООН сделать заявление о переносе многочисленных международных организаций и секретариатов (например, Всемирная торговая организация, Всемирная метеорологическая организация, Всемирная организация интеллектуальной собственности, Всемирная организация здравоохранения, Международная организация труда, Международная организация по миграции и многие другие), базирующихся в Женеве в другие нейтральные страны в Ашхабад

Основным импортером туркменского газа является Китай. В 2021 г. Туркменистан поставил в Поднебесную 34 млрд м³. При этом две страны стремятся увеличить объем поставок до 65 млрд м³

⁵ Агентство «Туркмендемирёллары» («Туркменские железные дороги») – орган исполнительной власти, осуществляющий функции по оказанию государственных услуг, управлению государственным имуществом, а также правоприменительные функции в сфере железнодорожного транспорта Туркменистана. «Туркмендемирёллары» является подведомственным Министерству промышленности и коммуникации Туркменистана.



Побережье каспийского моря Туркмении

Источник: arheve.org

(Туркменистан), Вьетнам (Лаос), Пномпень (Камбоджа), Валлетту (Мальта) тем самым нивелируя политическое влияние США и Европейского союза на принятие решений этими организациями.

Кроме этого, учитывая нейтральный статус Туркменистана и практический опыт проведения переговоров по урегулированию межэтнических конфликтов в Средней Азии, официальный Ашхабад мог бы провести на своей территории саммит по урегулированию конфликта между Россией и Украиной при посредничестве Китая, Саудовской Аравии, Ирана (тем более, что Иран и Саудовская Аравия подписали в Китае совместное заявление

В структуре импорта России из Туркменистана в 2021 г. основная доля поставок пришлась на текстиль и обувь – 42,85%; сельскохозяйственные продукты – 32,97%; химическую продукцию – 23,75%

о возобновлении работы своих посольств и консульств) или Бразилии.

В нынешнем году Туркменистан отмечает 28-ю годовщину международного признания своего нейтрального статуса. Значимая дата, важнейшее событие в независимой истории туркменского государства, этапный рубеж в его внешней политике. По итогам более четверти века, можно говорить об очевидных позитивных результатах нейтрального статуса Туркменистана.

В глобальном масштабе Туркменистану удалось выстроить партнерские отношения с основными мировыми центрами силы – Россией, Китаем, Евросоюзом и США. На региональном уровне Туркменистан установил добрососедские и равноправные отношения с сопредельными странами и крупными региональными державами – Ираном и Турцией, Пакистаном и Индией. На туркменской земле интересы этих государств никогда не входили в противоречия. Таким образом, суть философии нейтралитета можно определить как – равно дружить и поддерживать добрые отношения со всеми, но не дружить ни с кем против кого-то.

Нейтральный статус позволяет Туркменистану осуществлять двух- и многостороннее военно-техническое сотрудничество, иметь в своем распоряжении вооруженные

силы для взаимодействия в борьбе с общими для региона угрозами – терроризмом, наркотрафиком, транснациональной оргпреступностью. Военная доктрина страны носит исключительно оборонительный характер, в которой прописан запрет на использование туркменских вооруженных сил за пределами своих границ.

За последнее время дружественные связи России и Туркменистана, основанные на доверии, историческом прошлом и взаимном уважении значительно укрепляются и являются гарантией увеличения торгово-экономической кооперации на благо процветания двух государств.

Для России Средне-Азиатский регион и нейтралитет Туркменистана имеет важное значение по соображениям расширения торгово-экономических связей и обеспечения безопасности, являясь рубежом, защищающим южные границы России. Вопреки нейтральному статусу и добрососедским отношениям с действующей властью Афганистана, но с учетом протяженной туркмено-афганской границы (804 км), Россия и Туркменистан подписали в 2020 г. соглашение о безопасности – «Соглашение между Российской Федерацией и Туркменистаном о сотрудничестве в области безопасности» [12].

Несмотря на положительную динамику в двусторонних российско-туркменских

Нейтралитет Туркменистана служит благоприятной платформой для развития дружественных и взаимовыгодных связей между двумя государствами в период глобальной политической нестабильности

отношениях возникают вопросы, сдерживающие многопрофильное сотрудничество предпринимателей двух стран. Если считать 2022 г. – всемирным отказом от американского доллара во взаимных торговых и межбанковских расчетах, то сегодня актуально провести двусторонние переговоры между центральными банками двух стран и перейти на расчеты в национальных валютах. Целесообразно рассмотреть вопросы взаимного кредитования с возможностью открытия дочерней компании ПАО «Сбербанк России» в Ашхабаде – например, «Сбербанк Азия», которая в дальнейшем будет распространять экспансию российского бизнеса в Иране, Пакистане, Индии и Китае.

Использованные источники

1. Качелин А. С. Стратегическое партнерство Российской Федерации и Туркменистана в условиях глобальной нестабильности // Вестник Института экономики Российской академии наук, № 5, 2022. С. 119–130.
2. Официальный сайт Президента Российской Федерации. В. Путин провел переговоры с Президентом Туркменистана С. Ниязовым, прибывшим в Россию с визитом // – URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/28450> (дата обращения: 31.03.2023).
3. Официальный сайт Государственной корпорации «Туркменгеология» // – URL: <https://tmgeology.gov.tm/ru/institute/drilling> (дата обращения: 31.03.2023).
4. Официальный сайт Государственного концерна «Туркменнефть» // – URL: <https://turkmennebit.gov.tm/ru/articles/47> (дата обращения: 31.03.2023).
5. Официальный сайт ПАО «Газпром». Подземное хранение газа // – URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/> (дата обращения: 31.03.2023).
6. ТПП РФ – Товарооборот России и Туркмении будет расти благодаря новым проектам // – URL: <https://news.tpprf.ru/ru/opinion/4035694/> (дата обращения: 31.03.2023).
7. Торговля между Россией и Туркменистаном в 2021 г. // – URL: <https://russian-trade.com/reports-and-reviews/2022-02/torgovlya-mezhdu-rossiyey-i-turkmenistanom-v-2021-g/> (дата обращения: 31.03.2023).
8. Мигранян А. А. Внешнеэкономическая политика Туркмении: итоги десятилетия // – Геоэкономика энергетики. № 1 (13). 2021. С. 43–66. DOI: 10.48137/2687-0703_2021_13_1_43
9. Официальный сайт Правительства Российской Федерации. Российско-Туркменский бизнес форум // – URL: <http://government.ru/news/47571/> (дата обращения: 31.03.2023).
10. Названы перспективные направления сотрудничества между Туркменистаном и Татарстаном // – URL: <https://turkmenportal.com/blog/59251/nazvany-perspektivnyenapravleniya-sotrudnichestva-mezhdu-turkmenistanom-i-tatarstanom> (дата обращения: 31.03.2023).
11. Reuters: Швейцария близка к отказу от нейтралитета в вопросе поставок оружия // – URL: <https://www.vedomosti.ru/politics/news/2023/02/07/961954-reuters-shveysariya-blizka-otkazu-ot-neitraliteta> (дата обращения: 31.03.2023).
12. Официальный сайт Президента Российской Федерации. Подписан закон о ратификации соглашения между Россией и Туркменистаном о сотрудничестве в области безопасности // – URL: <http://www.kremlin.ru/acts/news/64364> (дата обращения: 31.03.2023).

О развитии отечественного производства для малой и возобновляемой энергетики

On the development of domestic production for small and renewable energy

Павел БЕЗРУКИХ

Председатель Комитета ВИЭ РосСНИО,
д. т. н., профессор кафедры ГВИЭ МЭИ,
заслуженный энергетик РФ
E-mail: bezruky80veter@yandex.ru

Pavel BEZRUKIKH

Doctor of science, prof. Chairs GRES MPEI,
Chairman of the RES Committee RosSNIO,
Honored Power Engineer of the Russian Federation
E-mail: bezruky80veter@yandex.ru

Андрей ТЕМЕРОВ

Инженер, президент Ассоциации
специалистов возобновляемой энергетики
«Зелёный киловатт»
E-mail: alternenergo@yandex.ru

Andrey TEMEROV

Engineer, president of the Association of Renewable
Energy Specialists «Green Kilowatt», laureate of the
«Small Energy – Great Achievements» contest
E-mail: alternenergo@yandex.ru

Аршанская СЭС

Источник: bigpowernews.ru



Аннотация. Приведены данные о сооружённых экономически и энергетически эффективных объектах с малой потребляемой мощностью, обеспечивающих улучшение условий труда и быта населения и развитие отечественной промышленности, но не охваченных пока мерами государственной поддержки. Это область деятельности, в основном, малых и средних предприятий, количество которых неуклонно сокращается. В статье приведены результаты анализа используемых типов оборудования в осуществлённых энергоэффективных проектах, а также заказчиков проектов. Дана оценка производственной базы малой и возобновляемой энергетики и предложения о мерах государственной поддержки, заказчиков сооружения объектов и изготовителей оборудования.

Ключевые слова: население, малая энергетика, возобновляемая энергетика, котёл, тепловой насос, фотоэлектрическая установка, солнечный коллектор, инвертор, ветроустановка, спрос, аккумуляторная батарея.

Abstract. The data on the constructed economically and energy-efficient facilities with low power consumption, aimed at improving the working and living conditions of the population and the development of domestic industry, but not yet covered by state support measures, are presented. This is the area of activity, mainly of small and medium-sized enterprises, the number of which is steadily declining. The results of the analysis of the types of equipment used in the implemented energy-efficient projects, as well as the customers of the projects, are presented. An assessment of the production base of small and renewable energy and proposals for measures of state support, customers for the construction of facilities and equipment manufacturers is given.

Keywords: residential, small-scale energy, renewable energy, boiler, heat pump, photovoltaic plant, solar collector, inverter, wind turbine, demand, storage battery.



За период с 2023 по 2035 гг. планируется осуществить ввод 7–8 ГВт установленной мощности на базе ВИЭ, то есть 550–660 МВт в год

Оценка потенциального спроса

В России на начало 2020 г. население составляло 145 557,5 тыс. жителей, в том числе городское – 108 896 тыс., сельское – 36 661 тыс. [1], таблица 1. Полагаем, что в устойчивом электро- и теплоснабжении на базе малой и возобновляемой энергетики заинтересовано примерно 30 % сельско-

го населения. Это составит 10 млн человек. Но и среди жителей городов и посёлков городского типа имеются группы заинтересованных людей. Это собственники дачных участков, летних лагерей отдыха детей, владельцы общественных зданий, больниц, владельцы офисов и т. п. Оценивая их количество как 10 % от городского населения, получаем 10 млн жителей. Итого, по этому счёту – 20 млн жителей, имеющих прямую заинтересованность в сооружении объектов малой и возобновляемой энергетики, а значит в использовании соответствующего оборудования. Возможен и другой подход. Согласно данным статистического ежегодника [1], доля малого и среднего предпринимательства в валовом внутреннем продукте в сопоставимых ценах в 2021 г. составила 20 %, и держится на этом уровне с 2018 г. Эта доля, очевидно, пропорциональна количеству занятых. По данным того же источника в 2021 г. общее количество занятых составило 71 719 тыс. человек. И 20 % от этого количества составит 15 млн человек. Таким образом на риторический вопрос «Стоит ли заниматься на государственном уровне разработкой, изготовлением и ис-



Примечание: оборудован двумя типами СЭС. Гибридная, мощностью 3,6 кВт, обеспечивает электроснабжение всего строения, а сетевая, мощностью 15 кВт, по закону о микрогенерации и поставляет излишки в сеть. Установлены солнечные коллекторы собственного производства площадью 10 м² на подогрев воды. Полезная площадь биогеотария 90 м², что позволяет круглогодично обеспечивать семью собственными экологически чистыми овощами и фруктами, а также реализовывать их излишки. Площадь жилого модуля составляет 55 м², что позволяет проживать небольшой семье из 3–4 человек

Рис. 1. БиоДом (около г. Анапа). Автономный жилой модуль + умная теплица, биогеотарий

пользованием оборудования малой и возобновляемой энергетики?» отвечаем, что не только стоит, а необходимо, поскольку это означает создание комфортных и энергоэффективных условий труда и быта от 15 до 20 млн человек. Это количество будет возрастать и положительно влиять на увеличение занятости населения в промышленности.

Оборудование и заказчики проектов

Данные по этим предметам разбросаны в материалах различных конференций и форумов. Одним из достоверных источ-

ников стал сборник [2], подготовленный Ассоциацией «Зелёный киловатт». По этим данным с учетом опыта авторов составлен материал раздела.

Производство электрической энергии. Для производства электрической энергии наибольшее распространение получили фотоэлектрические установки, укомплектованные фотоэлектрическими модулями отечественного и зарубежного (китайского) производства. Мощность этих установок находится в диапазоне от 2 до 20 кВт. В отдельных проектах мощность составляет 100–120 кВт. К основному оборудованию фотоэлектрических установок относятся автоном-

ные и гибридные инверторы единичной мощностью от 2 до 15 кВт и аккумуляторные батареи (АБ) единичной ёмкостью 100–200 Ач. В наборе ёмкость батарей достигает 1000–2000 Ач. Для достижения гарантированного электроснабжения для ответственной нагрузки используются бензиновые и дизельные генераторы. Известны проекты, в которых в течение года эксплуатации эти генераторы не включались ни разу, т. е. солнечной энергии от фотоэлектрической установки хватило для питания нагрузки и заряда аккумуляторных батарей для электроснабжения в вечернее и ночное время. При этом экономическая эффективность проекта находилась на должном уровне.

Электроснабжение объектов на базе ветроустановки (ВЭУ) встречается гораздо реже из-за дороговизны европейских и единственной отработанной отечественной ВЭУ мощностью 5 кВт. Установки китайского производства недостаточно надёжны. Для достижения минимального платёжеспособного спроса стоимость отечественной ВЭУ 5 кВт должна быть снижена по крайней мере на 30 %. Это тот

К основному оборудованию фотоэлектрических установок относятся автономные и гибридные инверторы единичной мощностью от 2 до 15 кВт и аккумуляторные батареи единичной ёмкостью 100–200 Ач

случай, когда государственная поддержка должна быть оказана производителю оборудования.

Производство тепловой энергии. Для производства тепловой энергии в виде горячей воды для отопления помещений и теплиц, а также бытовых нужд большинство проектов осуществляется на базе тепловых насосов, использующих низкую потенциальную тепловую энергию водоёмов, окружающего грунта и окружающего воздуха. Единичная мощность использу-

Рис. 2. Офисное здание



Примечание: в офисном здании (1200 м²) ООО «Логрус Экспедиция» на Ильинском ш. в Московской области тепловые насосы (вода/вода) КОРСА (55 кВт и 35 кВт) с 2015 г. обеспечивают отопление (теплые полы), вентиляцию и ГВС (догревается газовым котлом)

Таблица 1. Основные показатели России

№ п/п	Россия, федеральные округа	Площадь территории км ²	Численность населения, тыс. чел.	Число жителей на 1 км ²	Число муниципальных образований	Количество областей и республик
1	Россия	17156,2	145557,5*	8,5	19675	75
2	Центральный ФО	650,2	39104,4	60,1	3902	14
3	Северо-Западный ФО	1678	13901,1	8,2	1319	9
4	Южный ФО	447,8	16434,9	36,7	1972	7
5	Северо-Кавказский ФО	170,4	9997,3	58,7	1417	6
6	Приволжский ФО	1037	28844,3	27,8	4886	13
7	Уральский ФО	1818,5	12294,9	6,8	1196	7
8	Сибирский ФО	4361,7	16889,4	3,9	3145	10
9	Дальневосточный ФО	6952,6	8091,2	1,2	1838	9

* – в том числе городское – 108896 тыс. чел., сельское – 36661 тыс. чел.

Электроснабжение объектов на базе ветроустановки встречается гораздо реже из-за дороговизны европейских и наличия единственной отработанной отечественной ВЭУ мощностью 5 кВт

ных тепловых насосов составляет от 12 до 55 кВт, а суммарная мощность до 120 кВт и больше.

Другим распространенным видом оборудования, на базе которого осуществляется производство тепловой энергии, являются плоские и трубчатые (вакуумные) солнечные коллекторы отечественного и зарубежного (Китай, Австрия) производства. Тепловая мощность такого рода установок находится в пределах от 3 до 120 кВт, что в пересчёте на солнцеприёмную площадь составляет от 4 до 170 м². В указанных выше проектах производства тепловой энергии для хранения горячей воды повсеместно используются бойлеры с нагревательными элементами (ТЭН). Ёмкость бойлеров, как правило, составляет от 100 до 500 л. Однако в проекте сезонного лагеря отдыха использовано четыре бойлера ёмкостью по 3000 л.

Для производства тепловой энергии применяются и традиционные котлы

на газе и древесных пеллетах (биомасса) с тепловой мощностью от 15 до 150 кВт.

Кроме указанного выше оборудования в проектах используются установки приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования воздуха, вентиляторы, фанкойлы, насосы, запорная арматура, датчики температуры воды и воздуха, кабельная продукция, счётчики электроэнергии, коммутационная электрическая аппаратура.

Таким образом, развитие малой и возобновляемой энергетики кроме удовлетворения насущных потребностей населения является мощным средством развития многих отраслей промышленности.

Заказчики проектов

Для понимания ответа на вопрос «Кому и как государство может оказать помощь в сооружении проектов?» необходимо рассмотреть, что собой представляют заказчики проектов. Анализ осуществлённых проектов выявил следующие группы заказчиков. В наиболее распространённую группу входят собственники жилых домов, от одного до трёх этажей (рис. 1). Далее идут собственники небольших гостиниц, магазинов, баз отдыха (рис. 2), затем собственники предприятий, заказывающие проекты энергоснабжения производственных зданий и офисов. Заказчиками проектов для школ, детских садов, больниц являются представители местных властей (рис. 3) и, наконец, фермеры и фермерские хозяйства (рис. 4). Стоимость проектов находится в диапазоне от 0,3 до 10 млн руб. Конечно, это далеко не полный перечень

Рис. 3. Детский сад



Примечание: это первый в стране (г. Томск) детский сад (площадь 2500 м²) класса энергоэффективности «А», с обеспечением на 100 % потребности в тепле на отопление (в виде теплых полов с комнатной автоматикой), горячее водоснабжение и вентиляцию за счет использования геотермальных тепловых насосов (3 котла, мощностью 42 кВт каждый)



Примечание: солнечный водонагреватель (2 вакуумных и 24 трубчатых коллектора) обеспечил снижение затрат на электроэнергию для подогрева воды

Рис. 4. Ферма на 350 коров. Колхоз «Родина», Удмуртская республика

«заинтересованных» собственников, но их разнообразие отражено достаточно для понимания проблемы адресантов государственной поддержки.

Производственная база

Для выпуска фотоэлектрических электростанций в России к настоящему времени создана внушительная производственная база [3]. Так ГК «Хевел» с годовым объёмом производства 340 МВт/год выпускает гетероструктурные модули с наивысшим промышленным КПД 22,7 %. Поликристаллические кремниевые пластины с объёмом производства 180 МВт/год производит ООО «Хелиос ресурс». Также поликристаллические кремниевые пластины с объёмом производства 220 МВт/год производит ООО «Солар кремниевые технологии». ООО «Телеком-СТВ» производит гибкие модули с линейкой мощностей 15–30–60–100–140 Вт и поликристаллические модули с линейкой мощностей 30–150–200–250 Вт. Объёмы производства фирма не указывает. По данным [3], 70 % объёма продукции «Хевел» идёт на собственные проекты, 20 % покупают собственники структурных проектов и промышленных предприятий и 10 % объёма

покупают индивидуальные предприниматели. Приведённые данные показывают, что производственная база для сооружения фотоэлектрических установок существует, и её развитие должно идти в направлении снижения удельной стоимости поставляемых модулей, что, как известно, напрямую зависит от объёма заказов.

Вторым основным компонентом фотоэлектрических установок малой мощности являются автономные и гибридные инверторы, преобразующие постоянный ток от фотоэлектрических модулей в переменный ток промышленной частоты.

Вторым основным компонентом фотоэлектрических установок малой мощности являются автономные и гибридные инверторы, преобразующие постоянный ток в переменный ток промышленной частоты



Печь для сжигания пеллет

Источник: m.tzb-info.cz / Fotolia.com

В России функционируют ряд предприятий, выпускающих инверторы с широкой линейкой по мощности. Так, ООО «Микро-Арт» производит инверторы мощностью: 3,5–5–10–15–20–35 кВт. ООО «А-электроника» выпускает инверторы мощностью: 1,8–2,5–3–4–5 кВт. ООО «Сибконтакт» производит инверторы мощностью: 0,3–0,6–1,5–1,7–3–4 кВт. Об объёмах производства такие организации не сообщают. Но кроме них существуют ещё несколько производителей инверторов, так что можем констатировать наличие производственной базы и по этому виду оборудования, а также справедливость замечания о необходимости снижения цены.

В России насчитывается более 140 предприятий, выпускающих котлы на традиционных и возобновляемых видах топлива. К последним относятся: пеллеты, щепа, дрова, лузга подсолнечника и кофе

Следующий вид оборудования, который входит в комплектацию электрических установок малой мощности – аккумуляторы (АК) и набираемые из них аккумуляторные батареи (АКБ). Предприятий – производителей аккумуляторов очень много, почти все они выпускают кислотные или щелочные аккумуляторы для автотранспорта, железнодорожного хозяйства, дорожной и строительной техники. К аккумуляторам для энергетики предъявляются повышенные требования к глубине разряда и частоте заряд-разряда. Такими качествами обладают литий-ионные аккумуляторы. Входящая в Госкорпорацию «Росатом» ОАО «Ренера» производит современные литий-ионные аккумуляторы для систем накопления электрической энергии, в том числе для малой энергетики. Кроме того, в декабре 2022 г. «Росатом» открыл в Москве серийное производство литий-ионных батарей для электротранспорта. Есть надежда, что на этом предприятии будет возможность производить аккумуляторные батареи для малой и возобновляемой энергетики, а также систем гарантированного электроснабжения.

Переходим к оборудованию для производства тепловой энергии. Основным средством являются тепловые насосы

(ТН), оборудование, которое в России только начинает завоёвывать рынок, а в Европе используется повсеместно. Цены на отечественные тепловые насосы ниже, чем на зарубежные, а по качеству они не уступают им. Самые известные российские предприятия (ТМЕ, Непк, Smaga, Корса, Brosk) выпускают насосы для использования всех видов источников низкопотенциальной тепловой энергии (грунт, вода, окружающий воздух). Единичная мощность выпускаемых тепловых насосов соответствует линейке: 6–8–10–12–13–15–16–17–22–30–32–35–55–100–125 кВт. Другой вид оборудования, производящий тепловую энергию, называется солнечный коллектор (СК). В нём вода нагревается под действием солнечного излучения. Сравнительно простое производство с трудом приживается в России, и небольшой спрос удовлетворяется, в основном, китайскими производителями. Из отечественных производителей сохраняются на рынке ООО «Сокол эффект М» – дочернее производство известного НПО «Машиностроения», и ООО «Новый полюс», выпускающие СК небольшими партиями. Отечественные производители коллекторов остро нуждаются в госу-

70% объёма продукции «Хевел» идёт на собственные проекты, 20% покупают собственники структурных проектов и промышленных предприятий и 10% объёма покупают индивидуальные предприниматели

дарственной поддержке и организации платёжеспособного спроса.

Традиционным видом оборудования для производства тепловой энергии являются котлы и сопутствующие им приборы и устройства. В России насчитывается более 140 предприятий, выпускающих котлы на традиционных и нетрадиционных (возобновляемых) видах топлива. К последним относятся: пеллеты, щепа, дрова, лузга подсолнечника и кофе, различного вида горючие отходы сельского хозяйства и промышленности. Но подавляющее большинство котельных предприятий выпускают котлы тепловой мощностью

Промышленные котлы высокого давления для ТЭС

Источник: yaroslavl.pulscen.ru



В России имеется одно предприятие «Теплоэнергетика» в Челябинске, в номенклатуре которого указано производство котлов с гораздо более широкой линейкой мощности, начиная с 3 кВт

0,2 МВт и выше. А малой энергетике нужны котлы гораздо меньшей мощности. В России имеется ГОСТ 20548–87 «Котлы отопительные водогрейные теплопроизводительностью до 100 кВт». В нём указана линейка мощностей котлов: 10–12,5–16–20–25–31,5–40–50–63–80–100 кВт. В России имеется по крайней мере одно предприятие «Теплоэнергетика» (г. Челябинск), в номенклатуре которого указано производство котлов с гораздо более широкой линейкой мощности, начиная с 3 кВт. Следовательно, производственная база котельного оборудования для малой энергетики имеется.

СЭС Перово, Крым

Источник: [wikimapia.org](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Perovo_Solar_Park.jpg)



О государственной поддержке развития использования ВИЭ и малой энергетики

Судя по сообщениям государственных информационных агентств, в современных условиях решено резко снизить государственную поддержку возобновляемой энергетики в составе Единой энергетической системы России. За период с 2023 по 2035 гг. планируется осуществить ввод 7–8 ГВт установленной мощности на базе ВИЭ, т. е. 550–660 МВт в год. При нашем отставании в развитии возобновляемой энергетики этого чрезвычайно мало. Так, для достижения доли ВИЭ 4,5 % от общего производства электроэнергии необходимо ввести порядка 20 ГВт. Но даже в этих условиях нужно предусмотреть минимально необходимую поддержку развития малой и возобновляемой энергетики, имея в виду её непосредственное положительное влияние на благосостояние населения. Это можно осуществить путем разработки национального проекта с условным названием «Малая и возобновляемая энергетика – народу», предусмотрев цель проекта – «Ввод



Кольская ВЭС

Источник: [Enef](https://www.gettyimages.com/detail/photo/aurora-borealis-landscape-image-image184484444)

за период 2024–2028 гг. 1 ГВт электрической и тепловой мощности». При этом ввод электрической мощности может составить порядка 300 МВт, а тепловой мощности – 700 МВт, в том числе на базе ВИЭ – 400–500 МВт. В качестве основного вида государственной поддержки принять возврат 30 % средств инвестору (заказчику), затраченных на проектирование и реализацию проекта. Вторым средством поддержки предлагается льготное кредитование на уровне 2–3 %.

Назрело также некоторое количество небольших изменений в существующие федеральные законы, которые можно представить отдельно. И ещё об одном предложении хочется сказать особо. С советских времён известна и доказана экологическая и экономическая эффективность систем солнечного горячего водоснабжения санаториев, домов отдыха, пансионатов лагерей на базе солнечных коллекторов в солнечных районах Рос-

сии. Эффективность этих систем многократно подтверждена в условиях новой России, в том числе и в настоящее время. Раньше развитие этого направления сдерживалось отсутствием отечественного промышленного производства. В этом отношении мало что изменилось. Доминируют на рынке коллекторы китайского производства. Настала пора решать проблему в комплексе: развитие производственной базы изготовления солнечных коллекторов и обеспечение спроса на них. Спрос можно обеспечить как мерами стимулирования, о которых сказано выше, так и мерами принуждения, в качестве которых предлагается принять в национальном проекте пункт, обязывающий собственников зданий и сооружений сферы здравоохранения и отдыха соорудить системы солнечного и геотермального горячего водоснабжения за период 2023–2028 гг. в южных и других солнечных районах.

Использованные источники

1. *Российский статистический ежегодник. 2022: Стат. Сб/ Росстат.* – Р76. М., 2022. – 691 с.
2. *Возобновляемые источники энергии. ВИЭ для жизни. Информационный альманах / Под ред. Е.Г. Гашо.* – М.:

3. *Ассоциация специалистов возобновляемой энергетики «Зелёный киловатт», 2023 г.* – 146 с.
3. *Возобновляемая энергетика в России и в мире // РЭА Минэнерго России. Москва, 2022 г.* – URL: <https://vk.rea.minenergo>

Формирование программы «Энергетика больших мощностей нового поколения» в неравновесных экономических условиях

Features of the program «New generation high-capacity energy sector» formation in non-equilibrium economic conditions

Владимир МИХАЙЛОВ

Генеральный директор, д. т. н., ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова»

Петр КРУГЛИКОВ

Главный научный сотрудник, д. т. н., ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова»

Михаил ВЕРТКИН

Главный конструктор проекта, к. т. н., ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова»
E-mail: VertkinMA@ckti.ru

Vladimir MIKHAILOV

General Director, D. Eng.Sc., OJSC I. I. Polzunov Scientific and Development Association on the Research and Design of Power Equipment, formerly, Central Boiler and Turbine Institute (CBTI), Atamanskaya st., 3/6, St. Petersburg, 191167, Russia

Peter KRUGLIKOV

Chief Researcher, D. Eng.Sc., OJSC I. I. Polzunov Scientific and Development Association on the Research and Design of Power Equipment, formerly, Central Boiler and Turbine Institute (CBTI), Atamanskaya st., 3/6, St. Petersburg, 191167, Russia

Michael VERTKIN

Chief Designer of the Project, Ph.D., OJSC I. I. Polzunov Scientific and Development Association on the Research and Design of Power Equipment, formerly, Central Boiler and Turbine Institute (CBTI), Atamanskaya st., 3/6, St. Petersburg, 191167, Russia

Аннотация. Перспективы развития энергетики во многом зависят от развития промышленности в целом, определяющего как рост электропотребления в стране, так и технологические возможности энергомашиностроительной отрасли. В статье показано, что в сложившейся ситуации развитие энергетики возможно только в рамках общего государственного плана реализации инновационных проектов в энергомашиностроительной и смежных с ней отраслях, сбалансированного по материальным и финансовым потокам в рамках существующих ограничений по всем видам ресурсов (финансовых, материальных, кадровых, логистических, производственных мощностей и др.), предусматривающего создание новых компетенций, а при необходимости и строительство новых государственных предприятий. Показана актуальность формирования экспортно-ориентированного производства из природного газа не водорода, а конечной продукции химической промышленности, востребованной на внутреннем рынке. Представлены предложения по внесению дополнений в комплексную научно-техническую программу «Энергетика больших мощностей нового поколения» и по совершенствованию механизма отбора инновационных проектов для включения в план реализации этой программы.

Ключевые слова: научно-техническая программа «Энергетика больших мощностей нового поколения», теплоутилизационные энергоустановки, углекислотные энергоустановки, макроэкономическое планирование и прогнозирование в неравновесных экономических условиях.

Abstract. Prospects for the development of the energy industry largely depend on the development of the entire industry as a whole, which determines both the growth of electricity consumption in the country and the technological capabilities of the power engineering industry. The article shows that in the current situation, the development of the energy sector is possible only within the framework of the general state plan for the implementation of innovative projects in the power engineering and related industries, balanced in terms of material and financial flows within the existing restrictions on all types of resources (financial, material, personnel, logistics, production capacities, etc.), which provides for the creation of new competencies, and, if necessary, the construction of new state-owned enterprises. The article notes the relevance of the formation of export-oriented production from natural gas, not hydrogen, but the chemical industry final product, which is in demand on the domestic market. Proposals for making additions to the program «New generation high-capacity energy sector» and for improving the mechanism for selecting innovative projects for inclusion in the implementation plan of this program are presented.

Keywords: integrated scientific and technical program «New generation high-capacity energy sector», heat recovery power plants, carbon dioxide power plants, macroeconomic planning and forecasting in non-equilibrium economic conditions, input-output balance models.

Одним из приоритетных направлений научно-технологического развития Российской Федерации является переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике. Первоначальный проект комплексной научно-технической программы (КНТП) «Энергетика больших мощностей нового поколения», разработанный в ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» при участии целого ряда ведущих НИИ и предприятий энергомашиностроительной отрасли России, ориентированный на реализацию указанного направления, был поддержан на заседании Совета по приоритетному направлению

научно-технологического развития РФ (Совета 20 «Б» РАН) от 3.06.2020.

Дальнейшее обсуждение КНТП привело к существенным дополнениям и замечаниям. Выполнение некоторых из них силами участников КНТП – самостоятельных хозяйствующих субъектов – возможно только в равновесной экономической ситуации. В нынешних непростых геополитических условиях, тем более, применительно к проектам с бюджетным субсидированием, реализация возможна только на федеральном уровне.

В частности, это относится к предложению ООО «Интер РАО-Инжиниринг»



ГТУ General Eclectic

Источник: bakerhughes.com

«проработать механизм перехода к 100 %-й локализации зарубежного энергооборудования, которое превосходит отечественные аналоги». Данное предложение выделено в качестве комплексной задачи данной программы. Это продиктовано, в первую очередь, актуальностью решения проблемы импортозамещения производства комплектующих для сервисного обслуживания импортных ГТУ большой мощности, эксплуатируемых в России.

Проработка механизмов локализации в нынешней ситуации чрезвычайно актуальна применительно не только к ГТУ и не только к зарубежному, но и любому другому инновационному оборудованию.

Основная проблема – отсутствие доступа потенциального российского производителя инновационной продукции к современному технологическому оборудованию для выхода на рентабельность

Основная проблема – отсутствие доступа потенциального российского производителя инновационной продукции к современному технологическому оборудованию, которое позволило бы сделать это производство рентабельным. В нынешних условиях 100 %-я локализация производства энергетической ГТУ невозможна без 100 %-й локализации средств производства этих ГТУ, поскольку соглашение с мировыми компаниями-производителями (General Electric, Siemens) о передаче технологии производства высокотемпературных комплектующих, необходимых для сервисного обслуживания поставленных ими ГТУ, не было достигнуто, причем отнюдь не из-за санкций. Оно никогда не могло быть достигнуто, так как именно монопольное владение производством этих комплектующих обеспечивает их поставщикам возможность диктовать свои цены и гарантирует владение рынком и стабильность дохода на длительную перспективу.

Перечень недостающего технологического оборудования и оснастки, необходимых для выпуска как конечного продукта, так и средств его производства, определяют предполагаемые компании-производители. Но локализация даже одного продукта потребует составления целого комплекса взаимосогласованных и сбалансирован-

ных программ разработки и постановки на производство как самого продукта, так и недостающего технологического оборудования для его производства, включая, при необходимости, строительство новых предприятий. Не говоря уже о локализации всего спектра необходимой продукции в других отраслях.

Понятно, что развитие энергетики не может прогнозироваться и планироваться в отрыве от развития всей обрабатывающей промышленности в целом, определяющего как рост электропотребления в стране, так и технологические возможности энергомашиностроительной отрасли. В этом случае речь идет уже о «комплексе комплексов» программ реализации инновационных проектов, взаимосогласованных по срокам исполнения и сбалансированных по материальным и финансовым потокам в рамках существующих ограничений по всем видам ресурсов (финансовых, материальных, кадровых, логистических, производственных мощностей и др.).

Совокупность таких программ называется планом, в ходе разработки которого должны быть определены источники, объемы и оптимальное размещение инвестиций в развитие новых производств. В отсутствие такого плана КНТП рискует превратиться в очередной набор невыполняемых деклараций. Его разработка – это сложная, масштабная работа, прежде всего, в части построения балансовых моделей и обеспечения полноты и достоверности исходной информации. Эта работа не может быть выполнена в рамках критериев только одной, пусть даже и крупной, компании. Традиционные рыночные критерии оценки эффективности инвестиционных проектов (NPV (Net Present Value) – чистая приведенная стоимость, IRR (Internal Rate of Return) – внутренняя ставка доходности и др.) с точки зрения эффекта в масштабах страны в целом здесь не достаточны, поскольку они характеризуют эффект инвестиций только с позиции самостоятельного хозяйствующего субъекта.

С точки же зрения перспектив восполнения затраченных бюджетных субсидий необходимо учитывать, что любой крупномасштабный инвестиционный проект порождает многочисленные косвенные эффекты для национальной экономики. Они выражаются, с одной стороны, в возникновении потоков доходов в виде заработной платы, прибыли, амортизации и налогов,

в увеличении экономической активности в других видах деятельности, связанных с поставками технологического оборудования, материалов для данного проекта и потреблением его продукции, порождающих в сумме прирост конечного спроса и налоговых сборов, которые в итоге могут многократно превышать бюджетные вложения на реализацию проекта. С другой стороны, могут иметь место и другие косвенные эффекты, на первый взгляд, не связанные непосредственно с реализацией проекта, но также влияющие – положительно или отрицательно – как на восполнение затраченных бюджетных ассигнований, так и на достижение намеченных целей в таких



ТЭЦ-21, Москва

Источник: «Мосэнерго»

областях, как экология, геополитика, здравоохранение, занятость и др. [1].

Поясним изложенное на следующем примере. Стоит задача: формирование экспортно-ориентированного производства продукции из природного газа. Какой путь должен стать приоритетным: производство водорода или конечной продукции химической промышленности?

Известно, что в связи с предполагаемым снижением потребления природного газа в странах ЕС, в частности, в Германии в рамках реализации «Национальной водородной стратегии Германии», которая была утверждена 10 июня 2020 г. [2], ПАО «Газпром» предложило реализовать на севере Германии, в районе выхода газопро-

Перечень недостающего технологического оборудования и оснастки, необходимых для выпуска как конечного продукта, так и средств его производства, определяют компании-производители

водов «Северный поток» и «Северный поток-2» проект строительства завода по производству водорода из российского газа наиболее дешевым способом – паровой конверсией метана, а образующийся при этом углекислый газ поставлять «по существующей инфраструктуре газопроводов обратно в Россию для захоронения или для утилизации разными способами», в частности, путем закачки его в нижние горизонты газовых или нефтяных месторождений, находящихся на стадии падающей добычи [3, 4, 5].

Возможно, это выгодно для «Газпрома», но совершенно неприемлемо для России.

Во-первых, потому, что это подрывает позиции России в международной системе торговли квотами на выбросы парниковых газов (ПГ). Известно, что Киотский протокол допускает торговлю квотами на выбросы в виде переуступки квот между странами, взявшими на себя количественные обязательства по снижению выбросов парниковых газов, в частности, путем реализации проектов совместного осуществления (Joint Implementation projects) по сокращению выбросов с передачей зарубежным инвесторам части или 100 % квот, высвобождающихся за счет снижения суммарной эмиссии. Зачем же тогда транспортировать CO₂ из Германии в Сибирь, решая проблему декарбонизации не своей, а немецкой промышленности? Логичнее было бы утилизировать выбросы CO₂ собственных угольных электростанций, например, угольных ТЭЦ таких крупных городов Сибири с неблагоприятной экологической обстановкой, как Красноярск, Омск, Томск, Кемерово, Новосибирск, путем оснащения их абсорбционно-десорбционными установками улавливания CO₂ из дымовых газов аминами [6, 7] с последующей

его очисткой, сжижением и доведением до параметров товарного продукта, пригодного для использования не только указанным выше способом, но и в качестве сырья для химической промышленности [8]. Не говоря уже о производстве сжиженного CO₂ из дымовых газов, образующихся при сжигании попутного газа на нефтяных месторождениях (вместо сжигания его в факелах), с утилизацией полученной углекислоты указанным выше способом непосредственно на месторождениях.

Такой проект наверняка мог бы привлечь инвесторов из Китая, т. к. его реализация обеспечивала бы весьма значительное сокращение выбросов CO₂.

Во-вторых, как было отмечено в выступлении председателя ЦБ Э. С. Набиуллиной на ПМЭФ от 16.06.2022 г., в условиях санкционных ограничений на выручку от экспорта невозможно приобрести нужный стране импорт, в связи с чем реальный сектор экономики должен быть реструктурирован таким образом, чтобы значительная часть производства работала на внутренний рынок, осуществляя переработку сырья и выпуск конечной продукции. Прогнозируемый спад потребления природного газа за рубежом целесообразнее было бы компенсировать путем создания новых потребителей природного газа в России, в частности, новых предприятий отечественной химической промышленности.

Ново-Иркутская ТЭЦ
Источник: baik-info.ru



Самарская ТЭЦ
Источник: «Т плюс»

Вышеуказанный проект «Газпрома», как и другой его проект, состоящий в формировании экспортно-ориентированного производства водорода из природного газа методом плазменного пиролиза метана [9], очевидно, не способствует переориентации промышленного производства на получение дополнительной прибавочной стоимости путем переработки природного газа и производства конечного продукта, востребованного на внутреннем рынке.

Кроме того, вызывает сомнение сама идея создания рынка водорода, получаемого из ископаемых углеводородов. В статье [9] справедливо отмечено, что, несмотря на быстрый рост спроса на водород в мире, глобального рынка этого продукта на текущий момент не существует. Более 95 % мирового потребления водорода приходится на отрасли, использующие водород в качестве сырья или реагента и самостоятельно обеспечивающие потребности в водороде за счет его производства непосредственно на местах потребления. Причины известны: слишком велики затраты на хранение и транспортировку водорода, пойти на которые мировое сообщество готово лишь применительно к водороду, получаемому без возникновения углеродного следа, путем электролиза воды с использованием электроэнергии из возобновляемых источников – ВИЭ («зеленый» водород) и (в крайнем случае) избыточной электроэнергии, вырабатываемой на АЭС в часы

малых нагрузок («желтый» водород). Только такой водород, в перспективе, может использоваться в качестве ингредиента на зарубежных предприятиях химической промышленности, в качестве энергоносителя на транспорте (водородные топливные элементы) и в энергетике (в частности, в энергетических газовых турбинах большой мощности, работающих на смеси природного газа и водорода).

Водород же, получаемый плазменным пиролизом метана, к числу таковых не относится. На каждый килограмм водорода образуется 3 кг высокодисперсного углерода (в виде «нанодисперсной» сажи). Представляется очевидным, что экономически обоснованное применение данной технологии возможно только в виде части более крупного технологического процесса, в котором нанодисперсный углерод и водород полностью применяются в качестве сырья или реагента, причем водород используется на месте его получения.

С другой стороны, известно, что предприятия химической промышленности Германии по состоянию на начало 2022 г. потребляли 15 % общего объема импортируемого природного газа, или порядка 37–38 % от объема природного газа, поставлявшегося из России, при этом добавленная прибавочная стоимость продукции химической промышленности Германии, которая поставлялась в Россию, позволяла, по крайней мере, в досанкционный период в значительной мере окупать затраты на покупку природного газа из России. Представляется целесообразным, особенно в нынешних условиях, вложиться в освоение технологии производства продукции химической промышленности, по крайней мере, в объеме номенклатуры продукции, импортируемой в Россию, и проработать варианты лока-

Развитие энергетики не может прогнозироваться и планироваться в отрыве от развития всей обрабатывающей промышленности в целом, определяющего рост электропотребления в стране

лизации в России ее производства путем приобретения и/или разработки и изготовления собственными силами необходимого технологического оборудования. Поскольку себестоимость химической продукции, производимой в России с использованием природного газа будет заведомо ниже, чем где бы то ни было, в том числе и в США, куда в 2022 и 2023 гг. переместилась значительная часть предприятий Германии, а также принимая во внимание, что диверсии 2022 г. на газопроводе «Северный поток-2» имели не только антироссийскую, но и антигерманскую направленность, не исключено, что часть необходимого технологического оборудования будет тем или иным способом перемещена из Германии в Россию, возможно, с привлечением германского капитала и немецких специалистов.

Следует также отметить, что актуальность развития отечественной химической промышленности возникла не сегодня и не в связи с санкциями. Задача достижения максимума прибавочной стоимости и максимума национального дохода с единицы полезного ископаемого была актуальна всегда.

План реализации инновационных проектов как условие развития энергомашиностроительной отрасли в рамках существующих ограничений

Необходимо отметить, что пример «Газпрома» приведен здесь исключительно для иллюстрации того факта, что проблема совершенствования структуры реального сектора экономики в неравновесных экономических условиях не может быть

Более 95 % мирового спроса водорода приходится на отрасли, использующие его в качестве сырья или реагента. Они самостоятельно его производят непосредственно на местах потребления



Газопоршневая электростанция
Источник: «Ролт Инжиниринг»

решена «автоматически», только силами самостоятельных хозяйствующих субъектов, планирующих развитие собственного производства, исходя из критериев эффективности с позиции только частного инвестора (NPV, IRR и др.).

Разумеется, любая, даже самая крупная частная самофинансируемая компания вправе планировать развитие собственного производства по своему усмотрению. Управляющие воздействия на самофинансируемую компанию со стороны государства (кроме форс-мажорных ситуаций) возможно только через систему дифференцированного прогрессивного налогообложения и действующее законодательство. Такая схема реализуется в условиях в целом равновесного (сбалансированного) внутреннего рынка, когда нет необходимости в широком бюджетном финансировании формирования сбалансированной структуры реального сектора экономики, т. к. рыночные силы как бы «автоматически» балансируют экономику. В этом случае речь может идти только о прогнозировании развития [1]. В мировом масштабе так оно и происходит и в конечном итоге сказывается на международном разделении труда: какие-то страны являются поставщиками высокотехнологичной продукции, какие-то другие страны становятся их сырьевыми придатками.

Однако в масштабах внутреннего рынка, когда спрос не может быть удовлетворен собственными силами, например, вслед-

ствие отсутствия необходимых средств производства, а равновесие не может установиться в приемлемые сроки и с приемлемыми затратами автоматически, без государственного инвестирования, тогда становится актуальной разработка и реализация проектов, направленных на создание новых компетенций по производству импортозамещающей продукции. В общей ситуации предполагается решение на государственном уровне таких вопросов, как создание необходимых кластеров, в случае отсутствия промышленных партнеров – создание таковых в виде государственных предприятий, а при необходимости – и создания государственных потребителей инновационной продукции с целью формирования внутреннего рынка инновационной продукции и необходимой конкурентной среды для крупного частного бизнеса.

Из изложенного следует, что реализация обсуждаемой КНТП «Энергетика нового поколения» в существующих условиях практически осуществима только в рамках общего плана реализации инновационных проектов в энергомашиностроительной отрасли и других смежных с ней отраслях. Сам план должен быть сбалансированным по материальным и финансовым потокам в рамках существующих ограничений

ДКС на Уренгойском месторождении

Источник: «Газпром»



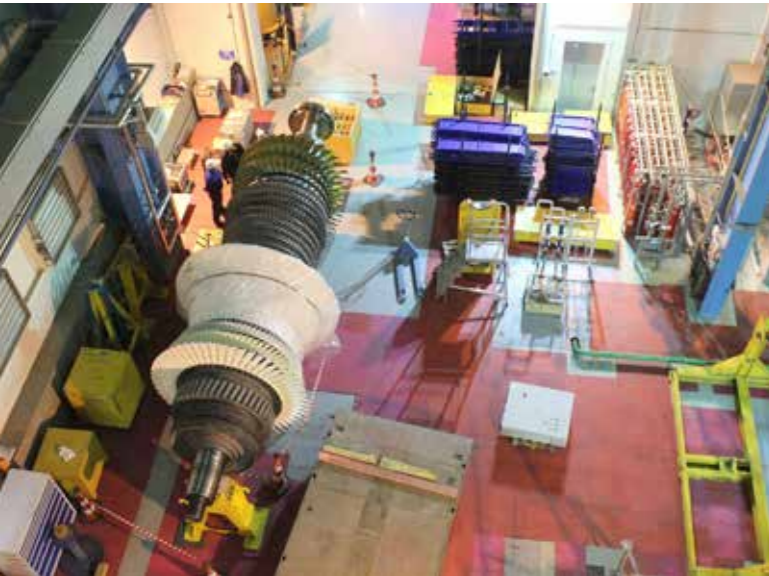
Помимо повышения коэффициента использования теплоты топлива на 15–20 % в часы работы ТНУ, обеспечивается снижение затрат на водоподготовку, снижение отвода стоков и выбросов CO₂

по всем видам ресурсов на основе построения балансовых моделей «затраты – выпуск» и использования современных методов макроэкономического планирования и прогнозирования.

Разработка такого плана, мониторинг и контроль за его исполнением, как было указано выше – это масштабная работа, сложная во многих аспектах, особенно с учетом того, что многие статистические данные сегодня отнесены к категории коммерческой тайны. Для ее выполнения, возможно, потребуются создание в структуре Правительства РФ специализированного органа планирования.

Механизм отбора инновационных проектов на начальных этапах проектирования для включения в план реализации КНТП

В ходе разработки этого плана должны быть определены объемы и распределение целевых бюджетных инвестиций по проектам. Разумеется, в план должны быть включены далеко не все проекты, представленные в первой редакции КНТП. Необходим их предварительный отбор на основе возможно более точной оценки приори-



Энергоблок ПГУ ТЭЦ-20 «Мосэнерго»
Источник: «Мосэнерго»

тетности и критичности с учетом технико-экономических характеристик, при этом в полной мере должен быть задействован имеющийся научно-технический потенциал и задел по тематике КНТП, накопленный всеми профильными предприятиями и организациями России, включая отраслевые НИИ и конструкторские бюро, а также предполагаемые промышленные партнеры.

Известно, что разработка новой, тем более, инновационной техники предполагает вариантную проработку проектируемого изделия на начальных этапах проектирования, включая хотя бы еще один так называемый опорный вариант, более простой в реализации. Это связано с тем, что стоимость реализации проек-

та – стоимость разработки, изготовления опытных образцов, экспериментальной параметрической доводки и постановки на производство оборудования – может на два и более порядка превышать стоимость разработки технического проекта. При этом более-менее достоверные оценки временных и материальных затрат на реализацию проектов, тем более, с учетом освоения новых технологий, могут быть получены только с привлечением предполагаемых промышленных партнеров и после завершения разработки конструкторской документации на уровне не ниже технического проекта. Когда разработка техпроектов сопоставляемых вариантов будет завершена и будут оценены их массогабаритные характеристики, определены материалы, уточнены параметры и показатели тепловой эффективности, намечены производственные цепочки, установлены промышленные партнеры и уровни их производственной готовности – только тогда и можно будет выбрать конкретный вариант для реализации. Не исключено, что именно опорный вариант в нынешних условиях может оказаться более предпочтительным в плане получения коммерчески значимого результата и возврата инвестиций в наиболее сжатые сроки.

Имеющиеся же наработки по новым техническим решениям (в том числе, и по проектам КНТП) обычно находятся на уровне технических предложений и предпроектных исследований. В отраслевых НИИ и КБ эти исследования выполняются, как правило, за счет собственных средств силами ограниченного числа ведущих специалистов с учетом опыта предшествующих разработок. Но разработка техно-рабочей документации требует привлечения значительно большего числа инженеров и конструкторов и, соответственно, требует наличия заказчика и финансирования.

Согласно [10], ответственным исполнителем-координатором комплексной программы является Минпромторг РФ. Действующие же правила предоставления бюджетных субсидий через Минпромторг РФ отраслевым НИИ и КБ на проведение НИОКР, которыми руководствуется министерство, фактически не предусматривают предоставление бюджетного субсидирования разработок проектно-конструкторской документации как конечного продукта. Это, в частности, относится к «Правилам пре-

доставления субсидий из федерального бюджета российским организациям на финансовое обеспечение затрат на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по современным технологиям в рамках реализации такими организациями инновационных проектов», утвержденным Постановлением Правительства РФ № 1649 от 12.12.2019 г. с последующими изменениями от 7.10.2020 г., 26.02.2021 г. и 30.03.2022 г. (далее – правила).

Таким образом, правила предусматривают субсидирование получения конечного результата только в виде объема продаж и применимы только к инвестированию проектов с высоким уровнем готовности технологии (TRL) и с возможностью разработки и реализации проекта по простейшей схеме: НИИ – промышленный партнер – рынок – потребитель. В энергомашиностроительной отрасли схема разработки и реализации проекта, как правило, значительно сложнее. Нужен механизм привлечения



Энергоблок ПГУ ТЭЦ-20 «Мосэнерго»

Источник: «Мосэнерго»

Так, согласно п. 5 правил, максимальный срок предоставления субсидии составляет 3 календарных года (начиная с первого года предоставления субсидии). Согласно п. 16, привлекаемые средства внебюджетных источников, включая собственные средства организации, должны составлять не менее 50 % размера запрашиваемой субсидии, а объем реализации инновационной продукции в денежном выражении за весь срок реализации должен составлять не менее 5 размеров запрашиваемой субсидии. При недостижении в заявленный срок реализации проекта любого из целевых показателей (индикаторов) проекта субсидия подлежит возврату в полном объеме с уплатой штрафа.

всех отраслевых предприятий и организаций, имеющих заделы по инновационным проектам в виде результатов начальных этапов проектирования, к выполнению необходимых НИОКР на уровне, по крайней мере, технического проекта, с целью получения хотя бы минимальной технико-экономической информации, необходимой для адекватной оценки приоритетности и критичности различных проектов в ходе проведения отбора на включение в план реализации.

В нынешней ситуации такой механизм отсутствует. Предоставление бюджетных субсидий отраслевым НИИ и КБ на проектную проработку предложенных ими новых технических решений через конкурсы, ор-

Актуальность проекта обусловлена тем, что по мере замены теплофикационных паротурбинных установок на теплофикационные ПГУ мощность теплофикационных отборов паровых турбин будет снижаться

ганизуемые Минпромторгом, не представляется возможным. В результате в программу, разработанную исключительно на основе тематических планов НИР университетских, академических и других государственных научных учреждений, включен целый ряд наукоемких безальтернативных проектов без надлежащего учета материальных и временных затрат на всех стадиях постановки на производство разрабатываемого оборудования применительно к конкретным условиям эксплуатации. Примеры, к сожалению, многочисленны. Ниже приведены некоторые примеры дополнений в программу, предложенных ОАО «НПО ЦКТИ» в 2022 г. и направленных в НИУ МЭИ и Минэнерго РФ в виде замечаний и дополнения к «Предложению о разработке комплексной научно-технической программы полного инновационного цикла (КНТП) «Энергетика больших мощностей нового поколения» [10].

Примеры дополнений в КНТП

Начнем с примера, имеющего некоторое отношение к затронутому выше вопросу о целесообразности организации экспорто-ориентированного производства водорода в России. Выше было отмечено, что предметом экспорта может быть только «зеленый» или «желтый» водород. Производство «зеленого» водорода невозможно без развития ВИЭ. Производство «желтого» водорода на российских АЭС не актуально, поскольку существуют более экономичные и эффективные для условий России технические решения по использованию избыточной энергии реакторов АЭС в часы пониженного электропотребления, чем аккумулярование этой энергии в «желтом» водороде. Это, в частности, касается

системы аккумулярования тепловой энергии (САТы) реактора и другие решения.

Так, по предложению ОАО «НПО ЦКТИ», в раздел КНТП «ТЭЦ нового поколения» должны быть включены НИОКР по созданию газовой теплонасосной установки (ТНУ) на базе компрессоров и турбин авиадвигателей для использования на ТЭЦ и в городских котельных. Рабочим телом указанной ТНУ являются только сами охлаждаемые уходящие дымовые газы [12, 13]. Коэффициент преобразования энергии ТНУ при начальной (обратной) температуре нагреваемой сетевой воды 60 °С составляет, примерно, 2,9–3 [13], а с понижением обратной температуры сетевой воды возрастает. Такая ТНУ, позволяющая охладить уходящие дымовые газы до 30–35 °С на нужды теплоснабжения, предназначена для применения в газовых котельных и на ТЭЦ в ночные часы отопительного сезона (в часы несения малых электрических нагрузок) в порядке компенсации снижения тепловой мощности теплофикационных отборов паровых турбин в эти часы с использованием для привода ТНУ избыточной электроэнергии, вырабатываемой на АЭС и, возможно, на ТЭЦ. Данное решение является наиболее эффективным способом снижения расхода топлива на ТЭЦ и в котельных большинства крупных городов России в течение отопительного сезона. Кроме того, образовавшийся в ТНУ конденсат водяного пара может быть использован

Котловое оборудование «Ульяновские теплосети»
Источник: ulpressa.ru



Котел-утилизатор
Источник: kotlotech.ru

для подпитки теплосети, а охлажденные дымовые газы – для продувки теплиц в ночные часы отопительного сезона, что, помимо снижения расхода тепла на отопление теплиц, позволяет значительно повысить урожайность тепличных культур.

Таким образом, помимо повышения коэффициента использования теплоты топлива на 15–20 % в часы работы ТНУ, обеспечивается снижение затрат на водоподготовку, снижение отвода сточных вод системы водоочистки и выбросов CO₂ в окружающую среду, а также значительное повышение урожайности выращиваемых в теплицах культур, т. е. реализуется безотходная схема комбинированной выработки энергии и другого товарного продукта, в данном случае – тепличных культур. Практический интерес представляют также исследования возможности изготовления газовых ТНУ с применением компрессоров и турбин авиадвигателей малой мощности, выработавших свой полетный ресурс. Приобретенные по цене металлолома, эти комплектующие перед переплавкой способны достаточно долго проработать в составе ТНУ, поскольку механические и тепловые нагрузки значительно ниже, чем в авиадвигателях.

Другой проект, предложенный ОАО «НПО ЦКТИ» для включения в раздел КНТП «ТЭЦ нового поколения», посвящен совершенствованию котлов-утилизаторов (КУ) теплофикационных ПГУ путем установки

блока дожигающих устройств и замены газового перегревателя пара низкого давления на водяной [14].

Актуальность проекта обусловлена тем, что по мере замены теплофикационных паротурбинных установок на теплофикационные ПГУ тепловая мощность теплофикационных отборов паровых турбин будет снижаться. В отопительный сезон потребуются выработка недостающей тепловой мощности на дополнительных источниках тепла, в качестве которых обычно используют водогрейные котлы. Предложенное решение обеспечивает работу ТЭЦ в широком диапазоне изменения тепловых нагрузок, практически без включения водогрейных котлов, выполняющих в данном случае роль резервных источников тепла, и позволяет существенно снизить удельные расходы топлива, а в схемах ПГУ с установкой ПТУ на одном отдельном валу – повысить коэффициент использования установленной мощности, особенно, в холодный период. Предлагаемые технические и схемные решения изложены в [10, 11]. В статье [10] на примере ПГУ-450Т, разработанной для условий эксплуатации в открытой системе теплоснабжения Санкт-Петербурга, показана принципиальная возможность осуществления предложенной модернизации комплектного КУ с барабаном н. д., надстроенным деаэратором (проект Пр-228/47–7,86/0,62–515/230) без внесения изменений в конструкцию паровой турбины этой ПГУ. Модернизация существующих или изготовление новых усовершенствованных котлов-утилизаторов не требует применения каких-либо новых (труднодоступных, неосвоенных) производственных технологий, оборудования и оснастки. Важным свойством данного решения является также то, что применение

Ожидаемый результат реализации проекта ОД CO₂-ЭУ – накопление знаний, верифицированных методик расчетов, экспериментально проверенных и отлаженных технических решений и конструкций

ние БДУ позволяет повысить содержание водяного пара в уходящих из котлов газах, что позволяет повысить эффективность применения вышеуказанной газовой ТНУ.

Еще одно предложение НПО «ЦКТИ» относится к проекту (разделу) КНТП «ТЭС на углекислотном рабочем теле». Углекислотные энергоустановки (CO₂-ЭУ) – это перспективное направление развития тепловой энергетики, как в плане повышения тепловой эффективности и снижения расхода топлива, так и с точки зрения снижения выбросов CO₂ в окружающую среду. В результате реализации данного проекта в КНТП предполагается спроектировать и построить кислородно-топливную и утилизационную пилотные опытно-промышленные CO₂-ЭУ, обе мощностью 50 МВт, при этом утилизационная CO₂-ЭУ должна стать частью создаваемой опытно-промышленной установки комбинированного цикла с незадаваемой ГТУ. Изготовление опытного оборудования, проектирование, создание опытно-промышленных установок и проведение пилотной эксплуатации запланировано осуществить в срок до 2027 г., при этом основное внимание в КНТП уделено кислородно-топливной CO₂-ЭУ, реализующей цикл Аллама. Освоение производства и проведение полного цикла пилотной эксплуатации (т. е. ввод в промышленную эксплуатацию) первых серийных образцов основного энергетического оборудования референтных энергоблоков с циклом Аллама мощностью 255 и 420 МВт должны быть осуществлены до 2035 г. [10].

Кроме того, на заседании № 19 (2) от 23 ноября 2022 г. Совета 20 «Б» РАН было принято решение поддержать в целом разработку комплексного научно-технического проекта полного инновационного цикла «Создание бескомпрессорной

Создание ОД CO₂-ЭУ включает в себя строительство двух стендов: стенда для испытаний и отладки теплообменных модулей рекуператоров и стенда для испытаний компрессорного оборудования



Приморская ТЭС, Калининградская область
Источник: www.utz.ru

парогазовой установки с внутрицикловым улавливанием CO₂ в жидкой фазе (ТЭС без выбросов)», предусматривающего создание отечественной опытной парогазотурбинной установки мощностью 60 МВт и ее опытно-промышленную отработку в срок до 2030 г с обеспечением дальнейшего проектирования высокоэкономичных климатически нейтральных энергетических установок большой мощности 600 МВт и 1200 МВт.

Не вдаваясь в дискуссию относительно достоверности заявленных показателей бескомпрессорной ПГУ, ее надежности и эффективности, особенно, применительно к использованию в городских ТЭС (это – тема отдельной статьи) и не подвергая сомнению научную и практическую значимость исследований по созданию кислородно-топливных CO₂-ЭУ, реализующих цикл Аллама, мы полагаем, что дистанция, которую предстоит пройти на пути от предварительных проработок и исследований до ввода в опытно-промышленную эксплуатацию пилотной CO₂-ЭУ данного типа сразу мощностью 50 МВт слишком велика, особенно для заявленных сроков реализации проекта, в силу его сложности и технологической неготовности потенциальных российских промышленных партнеров. Для сокращения материальных и временных затрат необходимо, в первую очередь, создать опытно-демонстрационную (ОД) CO₂-ЭУ ма-

лой мощности с непрямым подводом тепла в цикл с возможностью моделирования различных первичных источников тепла: котлов-утилизаторов (КУ), котлов, работающих на органическом топливе, атомных реакторов на быстрых нейтронах малой мощности, солнечных концентраторов. Причем моделирование КУ должно осуществляться в соответствии с параметрами выхлопных газов конкретной отечественной ГТУ малой мощности, например, ГТЭ16ПА2 или ГТЭ-25ПА разработки АО «ОДК-Авиаавиатвигатель». Такой подход был реализован в США, где помимо ОД CO₂-ЭУ, реализующей цикл Аллама, была построена и введена в опытно-промышленную эксплуатацию ОД CO₂-ЭУ с непрямым подводом тепла в цикл мощностью 10 МВт с весьма широкой вариативностью моделирования.

Создание ОД CO₂-ЭУ включает в себя строительство, по меньшей мере, двух стендов: стенда для испытаний и отладки теплообменных модулей (ТОМ) рекуператоров и стенда для испытаний компрессорного оборудования, а также разработку и постановку на экспортно-ориентированное производство оборудования силовой части CO₂-ЭУ минимальной мощности, при которой сохранялся бы высокий коммерческий потенциал, т. е. мощностью порядка 12–18 МВт. По прогнозам зарубежных источников наибольшим спросом будет пользоваться оборудование CO₂-ЭУ малой мощности для солнечных электростанций с солнечными

ПГУ-450Т
Источник: fotoplex.ru



Предложенное решение обеспечивает работу ТЭС в широком диапазоне изменения тепловых нагрузок без включения водогрейных котлов и позволяет существенно снизить удельные расходы топлива

концентраторами. Состояние вопроса на конец 2021 г. по данным зарубежных источников изложено в статье ОАО «НПО ЦКТИ» [16].

Основным назначением ОД CO₂-ЭУ является проведение испытаний всех видов – гарантийных, демонстрационных и др., связанных с отработкой различных вопросов по технологии эксплуатации и выбору проектно-конструкторских решений, инвариантных по отношению к типоразмеру и виду создаваемой CO₂-ЭУ. К числу таковых относятся вопросы выбора конструкторско-компоновочных и технических решений по исключению утечек циклового CO₂ в окружающую среду (в частности, вопросы, касающиеся исполнения органов регулирования, инкапсулированных в герметичный контур CO₂-ЭУ вместе с приводными электродвигателями), кинематических схем, включая установку турбин и компрессоров на одном валу, выбора подшипников и способов их охлаждения и т. д. Ожидаемый результат реализации проекта ОД CO₂-ЭУ – накопление знаний, верифицированных методик расчетов, экспериментально проверенных и отлаженных технических решений и конструкций и, главное, освоение технологий серийного производства комплектующих CO₂-ЭУ, т. е. формирование компетенций, обеспечивающих достижение коммерчески значимого результата в ближайшей перспективе и позволяющих в будущем разработать и освоить производство оборудования CO₂-ЭУ более высокой мощности с применением кислородно-топливных технологий, также с гарантированным достижением коммерчески значимого результата.

Следует также отметить, что НИОКР по разработке ТОМ рекуператоров и стенда для испытаний ТОМ является неотъемлемой частью начальных этапов разработ-

ки высокотемпературных CO₂-ЭУ любых видов, поскольку рекуператоры являются наиболее металлоемким и дорогостоящим теплообменным оборудованием, характеристики которого во многом определяют КПД, надежность и ресурс создаваемой установки, более, чем на 80 % определяют её металлоемкость и более, чем на 60 % – её стоимость. ОАО «НПО ЦКТИ» располагает необходимым заделом благодаря опыту предшествующих разработок CO₂-ЭУ с прямым подводом тепла и готово к уча-

сткую более высокая, чем у пароводяных утилизационных ЭУ при малых мощностях или низких температурах источников тепла.

В качестве основного объекта внедрения рассматриваются газоперекачивающие станции (ГКС) ПАО «Газпром» [10]. При этом, помимо автономного электроснабжения на покрытие производственных и бытовых собственных нужд (СН) ГКС ставится задача уменьшить расход природного газа на его транспортировку путем использования вырабатываемой в утилизационной ЭУ



Мобильная компрессорная станция

Источник: «Газпром»

стию в выполнении этих НИОКР в качестве головного исполнителя.

Еще одно предложенное ОАО «НПО ЦКТИ» дополнение в КНТП относится к разделу (проекту) КНТП «Теплоутилизационная установка на промышленных предприятиях с бестопливным производством электроэнергии (бестопливная генерация на основе использования вторичных энергоресурсов)» («Теплоутилизационные энергокомплексы») [10, 11]. Проект посвящен исследованиям и разработке утилизационных тепловых энергоустановок (ЭУ), использующих органические рабочие тела (ОРТ), преимущественно, фторуглероды. Главное достоинство этих установок – высокая тепловая эффективность, зача-

электроэнергии для привода компрессора газоперекачивающего агрегата (ГПА) [17].

Не подвергая сомнению перспективность использования ЭУ с ОРТ на промышленных предприятиях для бестопливной выработки электроэнергии на тепле располагаемых вторичных энергоресурсов, необходимо отметить, что идея применения ЭУ с ОРТ на линейных газокomppressorных станциях (ГКС) «Газпрома», тем более, на удаленных ГКС, не представляется бесспорной. Возражения следующие:

Появление дополнительных расходных материалов – фторуглеродов и, соответственно, дополнительных затрат на их приобретение, доставку и хранение, а также на вывоз тары.

Высокая стоимость фторуглеродного энергокомплекса в целом.

Необходимость освоения импортозамещающих производств термостойких ОРТ, а также разработки и постановки на серийное производство нового оборудования энергокомплекса.

Автономное электроснабжение ГКС – это главная задача. Электропотребление на газокomppressorных станциях не превышает 10 % мощности ГПА, а в среднем примерно в 3 раза меньше. Выработка большей электрической мощности за счет повышения тепловой эффективности ЭУ не столь необходима, хотя, безусловно, полезна, но лишь постольку, поскольку позволит снизить расход топлива на компримирование природного газа. Важно только, чтобы увеличение эксплуатационных затрат от использования ОРТ, связанных с производством, доставкой и хранением ОРТ, не превысило экономию затрат от снижения расход природного газа в ГТД ГПА – как в стоимостном, так и натуральном выражении.

Однако расчетные показатели тепловой эффективности ЭУ на октафторциклобутане (RC-318), приведенные в статье [17] «Перспектива внедрения фторуглеродов в качестве рабочих тел электрогенерирующих установок в системах утилизации теплоты продуктов сгорания», вызывают вопросы. Показатели данной ЭУ представляются сильно завышенными вследствие принятых не вполне достоверных исходных допущений, к числу которых относятся следующие:

- нереально высокие исходные значения КПД турбин, насосов, электрогенератора, приводных электродвигателей;
- не учтены потери в частотных преобразователях с учетом необходимости генерации переменного тока для СН ГКС и на привод компрессора с разными частотами (3000 и 5300 мин⁻¹);
- не учтены потери давления в КУ, рекуператорах, конденсаторе и гидравлических связях (они приняты равными нулю),
- нереально низкие температурные напоры на холодных концах рекуператоров и в конденсаторе.

Только в результате обнуления потерь давления в схеме ЭУ и занижения температурных напоров в конденсаторе степень

расширения в турбинах оказалась завышенной более, чем в 1,4 раза. При этом приведенная в [17] принципиальная тепловая схема не предусматривает утилизацию отводимого из цикла тепла на нужды теплоснабжения ГКС (т. е. когенерация тепловой и электрической энергии отсутствует).

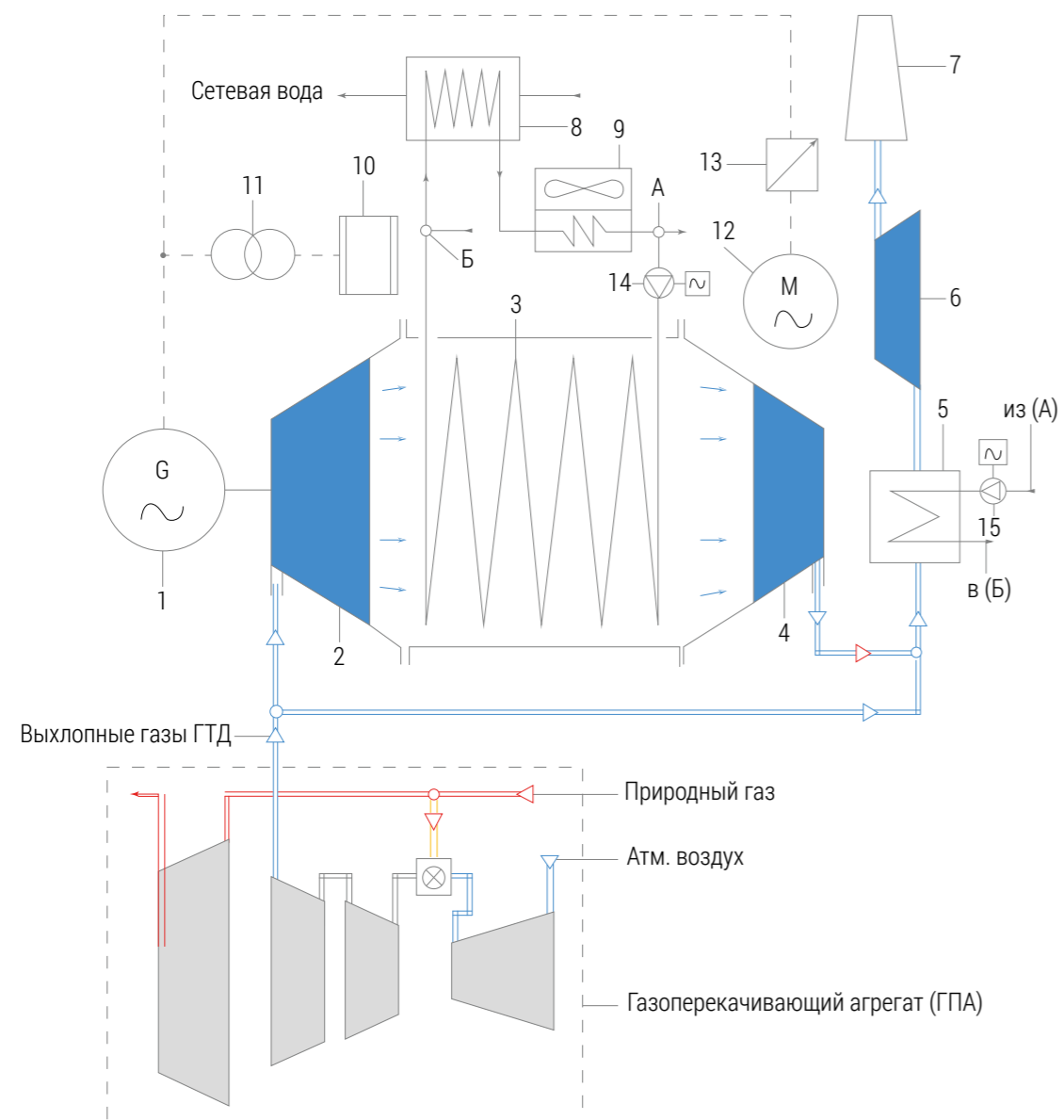
Таким образом, идея применения ЭУ с ОРТ на линейных газокomppressorных станциях «Газпрома», тем более, на удаленных ГКС, для их автономного электроснабжения, не представляется доказанной с разных точек зрения и нуждается в обосновании, в том числе, в сравнении с какими-либо другими, более простыми в реализации и более надежными агрега-



ГКС Байдаратская газопровода Бованенково Ухта
Источник: «Газпром»

тами. Такowymi могут оказаться предложенные ранее ОАО «НПО ЦКТИ» модульные утилизационные турбоустановки (УТУ) для автономного электроснабжения ГКС, использующие в качестве рабочего тела атмосферный воздух [18] либо выхлопные газы приводных газотурбинных двигателей (ГТД) газоперекачивающих агрегатов (ГПА) [19]. По обоим указанным вариантам еще в 2016 г. от руководства ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» было получено положительное заключение, где была отмечена их перспективность «в качестве конкурентной альтернативы энергоустановкам на ОРТ».

Упрощенная принципиальная схема утилизационные турбоустановки в варианте



1 – турбогенератор; 2 – газовая турбина перерасширения (ГТП); 3 – газоохладитель (ГО); 4 – компрессор уходящих газов (КУГ); 5 – охладитель уходящих газов (ОУГ); 6 – дымосос; 7 – дымовая труба; 8 – подогреватель сетевой воды (ПСВ); 9 – аппарат воздушного охлаждения (АВО); 10 – распределительное устройство; 11 – трансформатор связи; 12 – приводной электродвигатель дымососа; 13 – регулятор оборотов дымососа; 14, 15 – насосы с регулируемым электроприводом.

Рис. 1. Схема модульной утилизационной турбоустановки (УТУ) для автономного электроснабжения газокomppressorных станций



Установка производства синтетического газа

Источник: depositphotos.com

с использованием в качестве рабочего тела выхлопных газов ГТД [19] приведена на рис. 1.

Повышение мощности силовой турбины ГТД обеспечивается созданием разрежения за силовой турбиной ГТД дымососом 6. Обороты вала с ротором турбогенератора 1 поддерживаются на постоянном уровне 50 Гц регулируемой подачей электропитания на привод дымососа 6 через регулятор 13 оборотов дымососа.

Исходные данные для расчета показателей данной установки следующие:

- внутренние относительные КПД: участка перерасширения силовой турбины ГТД и турбины перерасширения 2–0.92, КУГ4–0.86, дымососа 6–0.84;
- КПД турбогенератора 1–0.97, КПД электропривода дымососа 6–0.94;
- относительные потери давления в каждом газоохладителе (ГО 3 и ОУГ 5) – 2 %, в газоходах между выхлопом силовой турбины ГТД 1 и оборудованием УТУ (ГТП 2 и ОУГ 5) – 0,5 %;
- температурные напоры на холодных концах газоохладителей – 20 °С.

Газовое топливо – метан, низшая удельная теплотворная способность 50 МДж/кг. Расчет состава выхлопных газов произведе-

ден по РТМ 108.022.11–83 «Установки газотурбинные и парогазовые. Расчет и проектирование камер сгорания».

Расчеты показывают, что если в качестве ГТД ГПА будет использоваться ГТЭ-25П (разработка ОАО «Авиадвигатель», серийное производство ОАО «Пермский моторный завод») с расходом и температурой выхлопных газов 79,6 кг/с и 488 °С [20], то при охлаждении газов перед КВГ 4 до плюс 35 °С, 10 %-ном байпасе выхлопных газов в обход турбокомпрессорного блока 2–4 и при отпуске 1,2 МВт электроэнергии 50 Гц потребителям ГКС, выработка избыточной электрической мощности, расходуемой на привод дымососа 6, составит

Модернизация существующих или изготовление новых усовершенствованных котлов-утилизаторов не требует применения труднодоступных или неосвоенных производственных технологий и оборудования



Установка по производству водорода

Источник: i.natgeofe.com

2,15 МВт, что позволит повысить мощность ГТД ГПА на 3,2 МВт, или на 12,5% с возможностью отпуска тепла на нужды теплоснабжения ГКС без внесения каких-либо изменений в конструкцию или кинематическую схему ГПА и исключительно за счет утилизации теплоты выхлопных газов ГТД ГПА, без дополнительного расхода топлива и каких-либо иных расходных материалов.

Следует отметить, что представленная на рис. 1 принципиальная схема является упрощенной и приведена только для пояснения принципа действия предлагаемой утилизационной турбоустановки, отличающейся от ЭУ с ОРТ простотой, меньшими временными и материальными затратами

Только в результате обнуления потерь давления в схеме ЭУ и занижения температурных напоров в конденсаторе степень расширения в турбинах оказалась завышенной более, чем в 1,4 раза

на НИОКР, изготовление, монтаж и ввод в эксплуатацию, отсутствием импортных комплектующих и расходных материалов (ОРТ), что позволяет надеяться, в итоге, на снижение капитальных и эксплуатационных затрат, особенно, при использовании на отдаленных линейных ГКС, работающих в условиях холодного климата.

Выводы

В сложившихся условиях необходимо преобразовать реальный сектор экономики таким образом, чтобы значительная часть производства работала на внутренний рынок, в том числе, путем перехода от экспорта сырья, в частности, природного газа, к производству продукции переработки, востребованной на внутреннем рынке.

Идея формирования экспортно-ориентированного производства водорода из природного газа не состоятельна. Водород производят из ископаемых углеводородов исключительно на местах его потребления (на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах), поскольку затраты на хранение и транспортировку водорода слишком велики и приводят к повышению себестоимости конечной продукции. Мировое сообщество готово пойти на эти дополнительные затраты только в том слу-

чае, если привозной водород будет получен без возникновения углеродного следа, т. е. путем электролиза воды с использованием либо электроэнергии, вырабатываемой на ВИЭ («зеленый» водород), либо избыточной электроэнергии, вырабатываемой на АЭС в часы несения малых нагрузок («желтый» водород). Производство «зеленого» водорода невозможно без развития ВИЭ. Производство «желтого» водорода на российских АЭС не актуально, поскольку существуют более экономичные и эффективные для условий России технические решения по использованию избыточной энергии реакторов АЭС в часы пониженного электропотребления.

Развитие энергетики не может происходить в отрыве от развития всей промышленности в целом, определяющей как рост электропотребления в стране, так и технологические возможности энергомашиностроительной отрасли. Импортозамещение даже одного инновационного продукта, например, энергетической ГТУ большой мощности, требует реализации целого комплекса программ разработки и выпуска как самого продукта, так и недостающего технологического оборудования, позволяющего сделать его производство рентабельным, включая, при необходимости, строительство новых государственных предприятий.

ГТУ 1

Источник: permtpp.ru



Импортозамещение даже одного инновационного продукта требует реализации целого комплекса программ разработки и выпуска как самого продукта, так и недостающего оборудования

В существующих условиях реализация КНТП «Энергетика большой мощности нового поколения» практически осуществима только в рамках общего плана реализации инновационных проектов в энергомашиностроительной и смежных с ней отраслях.

Оптимизация использования государственных инвестиций должна производиться исходя из минимизации сроков возврата с учетом «косвенных» экономических эффектов, на основе построения балансовых моделей «затраты – выпуск» и использования современных методов макроэкономического планирования и прогнозирования.

В числе общих задач КНТП предусмотреть проработку механизма привлечения

всех профильных предприятий и организаций, имеющих наработки по альтернативным инновационным проектам, к проведению их доработки до уровня технического проекта с целью получения более объективной оценки приоритетности и критичности в процессе их отбора на включение в план реализации.

В разделы (комплексные проекты) КНТП «ТЭЦ нового поколения» и «Теплоутилизационные энергокомплексы» включить НИОКР по разработке технических проектов по трем приведенным в статье альтернативным темам для последующего участия в отборе на включение в план

реализации на конкурентной основе. В комплексном проекте «ТЭС на углекислотном рабочем теле» предусмотреть выполнение НИОКР по созданию опытно-демонстрационной CO₂-ЭУ малой мощности (12–18 МВт) с непрямым подводом тепла в цикл с возможностью моделирования различных первичных источников тепла, включая создание стендов для испытаний и отладки теплообменных модулей рекуператоров и для испытаний компрессорного оборудования в качестве начального этапа НИОКР по созданию кислородно-топливной опытно-промышленной CO₂-ЭУ, реализующей цикл Аллама.

Использованные источники

1. Метод «Затраты-Выпуск» как инструмент оценки макроэкономической эффективности инновационно-инвестиционных проектов: Специальность 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством (специализация – экономика, управление инновациями)». Диссертация на соискание уч. степ. кандидата экономических наук / Суворов П. А. // Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, -Москва, 2014. – 134 с.
2. The National Hydrogen Strategy// Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. -Berlin, June 2020.
3. «Газпром» предложил построить на севере Германии завод по производству водорода / А. Ишков, начальник управления энергосбережения и экологии «Газпрома»// TASS, 01.12.2020 г. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/10142837> (дата обращения 23.11.2021).
4. Водород как новый аргумент «Газпрома» в борьбе за «Северный поток-2» / М. Ханов, управляющий директор ИК «Алго Капитал» // TASS, 08.12.2020 г. – URL: <https://tass.ru/opinions/10197885> (дата обращения 23.11.2021).
5. «Зеленая» повестка и интересы России / Д. Кириллов, А. Антипов // «Газпром». № 9, 2021. С. 11–17.
6. Алтунджи С. В., Бухарин В. В., Добкина Е. А., Кузнецов Н. М., Попова Г. К., Тезиков А. Д., Фрадкин Л. Р. Производство и применение жидкой углекислоты. – М.: Пищепромиздат, 1959. – 208 с.
7. Y. L. Moullec. «Conceptual study of a high efficiency coal-fired power plant with CO₂ capture using a supercritical CO₂ Brayton cycle», vol. 49, pp. 32–46, 2013.
8. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии / С. В. Афанасьев // Neftegaz.RU. № 9 (93), 2019. С. 94–106.
9. Аксютин О. Е., Ишков А. Г., Романов К. В., Тетеревлев Р. В. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики // Энергетическая политика. 25.03.2021 г. – URL: <https://energypolicy.ru/o-aksyutin-a-ishkov-k-romanov-r-teterevlev-ro-rossijskogo-prirodnogo-gaza-v-razviti-vodorodnoj-energetiki/gaz/2021/12/25/> (дата обращения 18.10.2022).
10. Предложение о разработке комплексной научно-технической программы полного инновационного цикла «Энергетика больших мощностей нового поколения» // ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ», Москва, 2022 г.
11. Комплексный план научных исследований «Энергетика больших мощностей нового поколения» 01.01.2022–31.12.2024 гг. (проект) // ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ», Москва, 2021.
12. Газовая теплонасосная установка / М. А. Верткин // Патент РФ 2544825, опубл. 20.03.2015, бюллетень № 8.
13. Михайлов В. Е., Верткин М. А., Кругликов П. А., Колпаков С. П., Сухоруков Ю. Г. Тепловые насосы для ТЭЦ и теплофикационных ПГУ: «территория заблуждений» и направления развития // Энергетик. № 3, 2017. С. 7–12.
14. Паровой котел-утилизатор с блоком дожигающих устройств / М. А. Верткин // Патент РФ 2486404, опубл. 27.06.2013 г., бюл. № 18.
15. Совершенствование паросиловой части теплофикационных ПГУ с котлами-утилизаторами для ТЭЦ крупных городов РФ / М. А. Верткин, С. П. Колпаков, В. Е. Михайлов, Ю. Г. Сухоруков, Л. А. Хоменок // Теплоэнергетика. № 2, 2021. С. 34–40.
16. Верткин М. А., Егоров П. В., Есин С. Б., Колпаков С. П., Михайлов В. Е., Сухоруков Ю. Г. Углекислотные энергоустановки: перспективы внедрения в Российской Федерации и направления исследований на начальных этапах проектирования // Теплоэнергетика. № 4, 2022. С. 1–13.
17. Старовойтов В. В. Перспектива внедрения фторуглеродов в качестве рабочих тел электрогенерирующих установок в системах утилизации теплоты продуктов сгорания газоперекачивающих агрегатов / А. А. Сухих, В. В. Старовойтов // Вести газовой науки. № 4 (49), 2021. С. 184–193.
18. Приводная газотурбинная установка газоперекачивающего агрегата с утилизационной турбоустановкой автономного электроснабжения / Верткин М. А., Михайлов В. Е., Сухоруков Ю. Г. // Патент РФ № 2626038, опубл. 21.07.2017 г., бюл. № 21.
19. Утилизационная турбоустановка / М. А. Верткин // Патент РФ № 2636643, опубл. 24.11.2017 г., бюл. № 33.
20. Транспорт нефти и газа. Газотурбинная установка ГТУ-25П для газоперекачивающих агрегатов // АО «Объединенная двигателестроительная корпорация». – URL: https://www.uecrus.com/rus/products/oil_delivery/item05/, 2022 г.; <https://www.avid.ru/gaz/?id=11>, 2015–2022 г. (дата обращения 21.12.2022 г.).



4-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ









RENWEX

«Возобновляемая энергетика
и электротранспорт»

20–22 ИЮНЯ 2023

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

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ

-  Ветроэнергетика
-  Солнечная энергетика
-  Водородная энергетика
-  Гидроэнергетика
-  Биоэнергетика, биогаз и твердое биотопливо
-  Микрогенерация
-  Энерго- и ресурсосберегающие технологии
-  Электротранспорт и зарядная инфраструктура

12+
Реклама



www.renwex.ru

При поддержке



Под патронатом



Организатор





ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

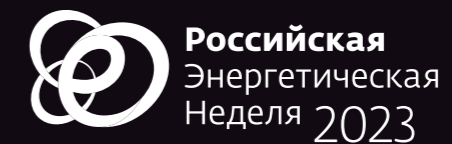


Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2023 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 13 200 рублей.

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

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Российская
Энергетическая
Неделя 2023





2409 5518

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
Krivosheev / depositphotos.com