ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

РГАСНТИ 44.09.29

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№10(189), октябрь 2023

Российская Энергетическая Неделя 2023

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВЫПУСК

МЕТОДЫ АНАЛИЗА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЛОБАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА

Российская Энергетическая Неделя 2023

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

11–13 октября
Москва,
ЦВЗ «Манеж»

rusenergyweek.com

Реклама 6+

10 ОКТЯБРЯ 2023

ОРГАНИЗАТОР
РЭА
МИНЭНЕРГО РОССИИ

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ТЕРРИТОРИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ДИАЛОГА

МЕРОПРИЯТИЕ ПРОВОДИТСЯ В РАМКАХ МЕЖДУНАРОДНОГО ФОРУМА **«РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ»**

Российская Энергетическая Неделя 2023

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

tedconf.ru

Содержание

РЭН

4 **Приветствие Президента РФ участникам РЭН**

Слово редакторов

9 **В. Бушуев, А. Горшкова.** Место встречи изменить нельзя

Нефть

10 **В. Бушуев, Д. Соловьев, Н. Сокотущенко.** Прогнозы и реальность: анализ стоимости нефти Brent и влияния встреч ОПЕК+ на мировые цены

18 **С. Образцов.** Нейросетевое прогнозирование цены нефти Brent на основе чисел Вольфа

24 **М. Пшадский.** «Русвьетпетро»: от непредсказуемой геологии к стабильной добыче

Газ

30 **А. Сибгатуллин, А. Петличенко, А. Блинов, А. Ишков, К. Романов.** Оценка потенциала снижения выбросов парниковых газов с учетом перспектив развития газификации регионов России

Атом

42 **А. Ефимов, А. Максимов, Р. Фролов, Д. Лебедев.** Перспективы применения литий-ионных СНЭЭ на АЭС

Регионы

54 **А. Мастепанов.** Проблемы и перспективы энергетического сотрудничества России со странами Восточной Азии

66 **В. Глазачев.** Стратегии развития энергетики государств объединенной энергосистемы Центральной Азии

Энергопереход

80 **Е. Зотова.** Глобальная декарбонизация: курс на водород

Contents

REW

4 **Greeting of the President of the Russian Federation to the REW participants**

Editor's Column

9 **V. Bushuev, A. Gorshkova.** The meeting place cannot be changed

Oil

10 **V. Bushuev, D. Solovyev, N. Sokotushchenko.** Forecasts and reality: analysis of Brent crude oil price and the impact of OPEC+ meetings on global prices

18 **S. Obraztsov.** Neural network forecasting of Brent oil prices based on Wolf numbers

24 **M. Pshadsky.** Rusvietpetro: from unpredictable geology to stable production

Gas

30 **A. Sibgatullin, A. Petlichenko, A. Blinov, A. Ishkov, K. Romanov.** Assessment of greenhouse gas emissions reduction taking into account the prospects for the development of gasification of Russian regions

Atomics

42 **A. Efimov, A. Maksimov, R. Frolov, D. Lebedev.** Prospects for the use of lithium-ion energy storage systems at nuclear power plants

Regions

54 **A. Mastepanov.** Problems and prospects for energy cooperation between Russia and East Asian countries

66 **V. Glazachev.** Energy development strategies in the countries of the Central Asia United Energy System

Energy transition

80 **E. Zotova.** Global decarbonization: heading towards hydrogen

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

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Виолетта Локтева

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

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

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

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

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 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: 05.10.2023

16+

Владимир ПУТИН
Президент Российской Федерации

DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_4 EDN: YITWEF

Участникам, организаторам и гостям VI Международного форума «Российская энергетическая неделя»

> **Уверен, что выработанные в ходе Российской энергетической недели рекомендации послужат укреплению взаимодействия в энергетической сфере**

Уважаемые друзья!

Сердечно приветствую всех участников и гостей форума. За прошедшие годы он по праву стал одной из самых заметных международных площадок для обсуждения актуальных вопросов, касающихся энергетики и топливной промышленности. Здесь руководители ведущих компаний и научных институтов, политики и эксперты из России и зарубежных стран оценивают тенденции и перспективы развития ТЭК, обмениваются мнениями о технологических вызовах, стоящих перед отраслью, рассматривают проблемы экологии и изменения климата.

Тема вашей нынешней встречи – «Новая реальность мировой энергетики: создавая будущее». В рамках деловой программы будут представлены достижения, которые определяют завтрашний день как российской, так и глобальной энергетики. Прозвучат доклады о ближайших и долгосрочных приоритетах нефтяной, газовой, угольной промышленности и электроэнергетики. Состоятся дискуссии об укреплении технологического суверенитета нашей страны, о цифровой трансформации отечественного ТЭК. По традиции особое внимание будет уделено международному энергетическому сотрудничеству. Несмотря на современные геополитические условия, это направление сегодня активно развивается. И от того, насколько эффективно будет использован потенциал такого партнерства, напрямую зависит экономический рост, научно-технический прогресс и повышение качества жизни людей во всем мире.

Уверен, что выработанные в ходе Российской энергетической недели рекомендации и заключенные на ее полях соглашения послужат укреплению взаимодействия в этой стратегической сфере и построению благополучного будущего для наших стран и народов.

Желаю вам плодотворного общения и новых успехов.

РОССЕТИ

«Россети» –
вместе
в будущее

ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» – РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ЗНАЧЕНИЯ, ИМЕЮЩАЯ УНИКАЛЬНЫЙ ОПЫТ РАБОТЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ МИРА И НАЦЕЛЕННАЯ НА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЕТЕНЦИЙ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНЫХ ЗАПАСОВ, МЕСТОРОЖДЕНИЙ МАЛОГО РАЗМЕРА И РАЗВИТИЯ АКТИВОВ С РАЗБАЛАНСИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ РАЗРАБОТКИ.

ГАЗПРОМБАНК

Лучшее создается вместе

Весь спектр банковских услуг

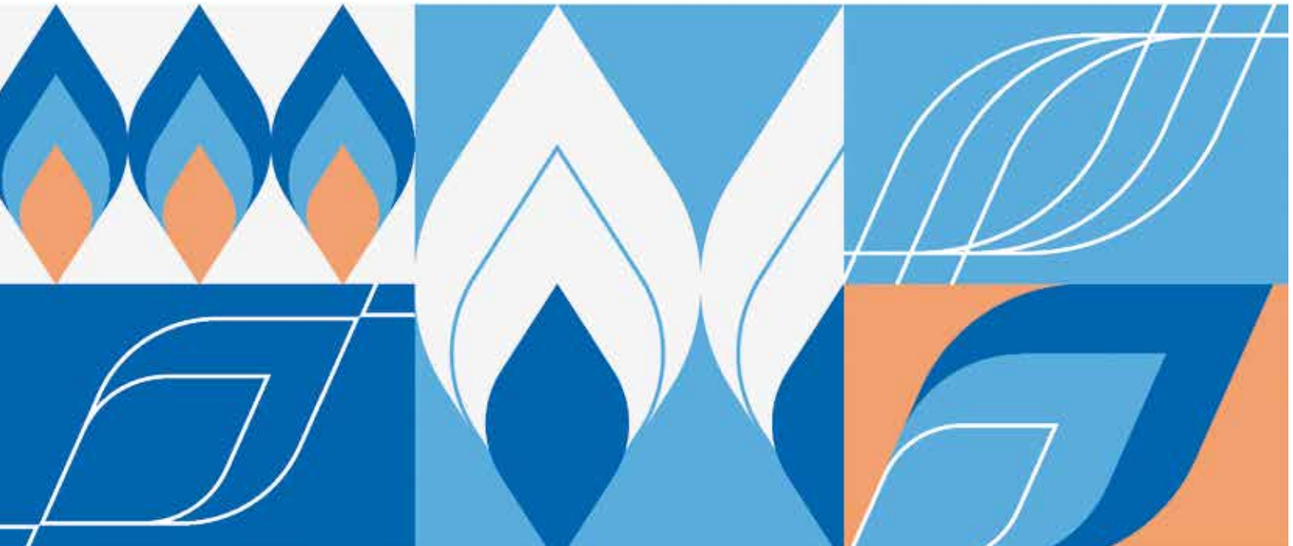
карты вклады счета кредиты

услуги для юр. лиц страхование

ипотека рефинансирование

gazprombank.ru

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



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

Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Место встречи изменить нельзя

«Российская энергетическая неделя» начинает свою работу. Это один из самых ожидаемых и самых популярных форумов, посвященных работе самым разным сферам ТЭК. Главные задачи РЭН-2023 – дать оценку происходящим в энергетических отраслях изменениям, проанализировать ситуацию на рынке, выявить новые тренды, обсудить перспективы развития и найти решения для самых сложных задач топливно-энергетического комплекса. Выводы, которые будут сделаны в рамках панельных сессий и круглых столов, могут быть не всегда поверхностны и однозначны, что делает РЭН еще более интересным для участников.

Не менее важным будет широта охватываемых тем: от нового глобального энергетического порядка до применения систем искусственного интеллекта и создания ультрасовременных городов будущего. Это наглядно отражает сложность организации топливно-энергетического комплекса и многоуровневый характер взаимодействия со смежными отраслями. По сути, энергетическая сфера формирует геополитические, макроэкономические, инфраструктурные, транспортные, финансовые, технологические и цифровые связи, как внутри страны, так и за ее пределами.

Ежегодно в рамках форума сотни представителей разных стран, компаний и организаций встречаются, обсуждают, ведут переговоры, выходят на сделки и подписывают соглашения. Это превращает «Российскую энергетическую неделю» в деловую и практическую площадку, которая может придать импульс для эффективного экономического продвижения проектов.

УДК 620.92 DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_10 EDN: RSMKSB

Прогнозы и реальность: анализ стоимости нефти Brent и влияния встреч ОПЕК+ на мировые цены

Forecasts and reality: analysis of Brent crude oil price and the impact of OPEC+ meetings on global prices

Виталий БУШУЕВ
Главный научный сотрудник, д. т. н., профессор, Институт энергетической стратегии; Объединенный институт высоких температур Российской академии наук
E-mail: vital@guies.ru

Vitalii BUSHYEV
Doctor of Technical Sciences, Institute of Energy Strategy; Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences
E-mail: vital@guies.ru

Дмитрий СОЛОВЬЕВ
Старший научный сотрудник, к. ф.-м. н., Институт энергетической стратегии; Объединенный институт высоких температур Российской академии наук
E-mail: solovev@ocean.ru

Dmitry SOLOVYEV
Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Institute of Energy Strategy; Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences
E-mail: solovev@ocean.ru

Наталья СОКОТУЩЕНКО
Начальник отдела, Институт энергетической стратегии; Государственный университет «Дубна»
E-mail: sokotushenko.nat@mail.ru

Natalya SOKOTUSHCHENKO
Head of department, Institute of Energy Strategy; State University «Dubna»
E-mail: sokotushenko.nat@mail.ru

Аннотация. Данная статья представляет анализ прогнозов стоимости нефти Brent, выполненных с использованием нейронной модели, разработанной в Институте энергетической стратегии и их соответствия реальности. В статье рассматривается уточненный текущий прогноз стоимости нефти Brent, а также сравнительный прогноз, который был выполнен в конце прошлого года. В дополнение к этому, исследуется влияние встреч ОПЕК на мировые цены на нефть. Анализируется изменение цен на протяжении нескольких лет и обнаруживается, что текущий прогноз более оптимистичен, чем прошлогодний, однако оба прогноза отличаются от текущих рыночных ожиданий. Кроме того, статья обращает внимание на различные факторы, влияющие на цены на нефть, включая геополитические риски, санкции и политику ОПЕК. В заключение, подчеркивается, что ОПЕК играет значительную роль в формировании мировых цен на нефть, контролируя значительную часть ее производства, и что встречи организации могут оказывать влияние на цены, однако результаты могут быть переменчивыми. Эта статья предлагает важные исследовательские выводы для понимания рыночной динамики и принятия решений в нефтяной индустрии.
Ключевые слова: цена на нефть марки Brent, анализ прогноза, встречи ОПЕК, мировые цены на нефть, рыночная динамика, нейронный прогноз.

Abstract. This article analyses Brent oil price forecasts using a neural model developed at the Energy Strategy Institute and their correspondence to reality. The article discusses the updated forecast for the cost of Brent oil, as well as a comparative forecast made at the end of last year. In addition, OPEC meetings' impact on world oil prices is being examined. It analyzes price changes over several years and finds that the current forecast is more optimistic than last year. However, both forecasts differ from current market expectations. In addition, the article draws attention to various factors affecting oil prices, including geopolitical risks, sanctions, and OPEC policies. In conclusion, it is emphasized that OPEC plays a significant role in the formation of world oil prices, controlling a significant part of its production and that meetings of the organization can influence prices, but the results can be volatile. This article offers essential research findings for understanding market dynamics and decision-making in the oil industry.
Keywords: Brent oil price, forecast analysis, OPEC meetings, world oil prices, market dynamics, neural forecast.

Встречи ОПЕК+ оказывают положительный эффект на стоимость нефти, так как среднее изменение цены за все годы составляет около 1 долл./барр.

Введение

Нефтяная индустрия играет важную роль в мировой экономике, и стоимость нефти является одним из ключевых факторов, определяющих состояние этого сектора. Предсказание будущих изменений цен на нефть является сложной задачей, требующей учета различных факторов, включая глобальное предложение и спрос, геополитические риски и решения, принимаемые Организацией стран-экспортеров нефти (ОПЕК) на своих встречах. Цель данной статьи состоит в анализе прогнозов стоимости нефти марки Brent и сравнении их с реальными данными. Мы рассмотрим уточненный текущий прогноз стоимости Brent на основе последних доступных данных, а также сопоставим его с прогнозами,

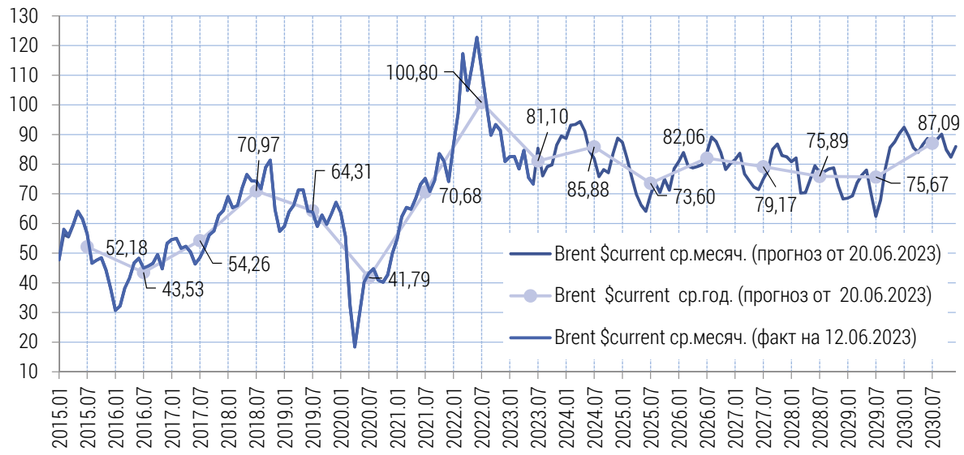


Рис. 1. Прогноз Brent $current ср. месяч. и ср. год. от 20.06.2023 г. и Brent $current ср. месяч. (факт на 12.06.2023 г.), (2015–2030 гг.)

Источники: [3] и нейронный прогноз ИЭС

составленными на более ранней дате. Кроме того, мы проанализируем влияние встреч ОПЕК на мировые цены на нефть и оценим их результаты.

Понимание динамики цен на нефть и роли ОПЕК является важным для принятия решений в нефтяной отрасли, а также для прогнозирования и планирования экономического развития на мировом уровне. Предоставленный анализ и результаты могут служить полезным исходным пунктом для исследователей, инвесторов и участников рынка, заинтересованных в нефтяной сфере.

В следующих разделах статьи мы представим детальный обзор уточненного текущего прогноза стоимости Brent, сравним его с предыдущими прогнозами и проанализируем влияние встреч ОПЕК на мировые цены на нефть. Затем мы сделаем выводы и обсудим возможные перспективы и риски, связанные с будущими изменениями цен на нефть.

Цель статьи состоит в анализе прогнозов стоимости Brent и сравнении их с реальными данными. Мы рассмотрим уточненный текущий прогноз стоимости и сопоставим его с более ранними прогнозами

Методика нейросетевого прогнозирования

Предметом исследования данной статьи является анализ и прогнозирование стоимости нефти марки Brent, с особым уклоном на роль и влияние встреч ОПЕК на мировые цены на нефть. Рассматривается уточненный текущий прогноз стоимости Brent, сравнивают его с предыдущими прогнозами и анализируют результаты и воздействие встреч ОПЕК на динамику цен на нефть. Для построения нейронных прогнозов использовалась нейронная сеть, разработанная в Институте энергетической стратегии для прогнозирования нестационарных рядов, описывающих поведение многосвязных систем. Расчеты проводились с использованием программного пакета STATISTICA Neural Networks, представляющий собой реализацию всего набора нейросетевых методов анализа данных. Использована нейронная сеть – многослойный персептрон (MLP) с обучением методом обратного распространения ошибки [1]. Алгоритм работы программы описан в работе [2].

Анализ прогнозной динамики нефтяных цен Brent по состоянию на конец II кв. 2023 г.

На рис. 1–4 представлены уточненный текущий прогноз стоимости Brent среднемесячный и среднегодовой от 20.06.2023 г., Brent среднемесячный и среднегодовой (факт на 12.06.2023, [3]) и сравнительный прогноз ее стоимости от 20.12.2022 г. и 20.06.2023 г., и Brent среднемесячный и среднегодовой (факт на 12.06.2023 г.).

Стоимость Brent согласно прогнозу от 20.06.2023 г. меняется в целом по годам (2023–2025 г.) следующим образом: В 2023 г. она колеблется от 73,29 долл./барр. в июне до 89,46 долл./барр. в декабре. Средняя цена за год составляет 80,64 долл./барр. В 2024 г. она колеблется от 75,81 долл./барр. в августе до 94,33 долл./барр. в апреле. Средняя цена за год составляет 84,97 долл./барр. В 2025 г. она колеблется от 64,11 долл./барр. в июне до 87,35 долл./барр. в январе. Средняя цена за год составляет 74,13 долл./барр.

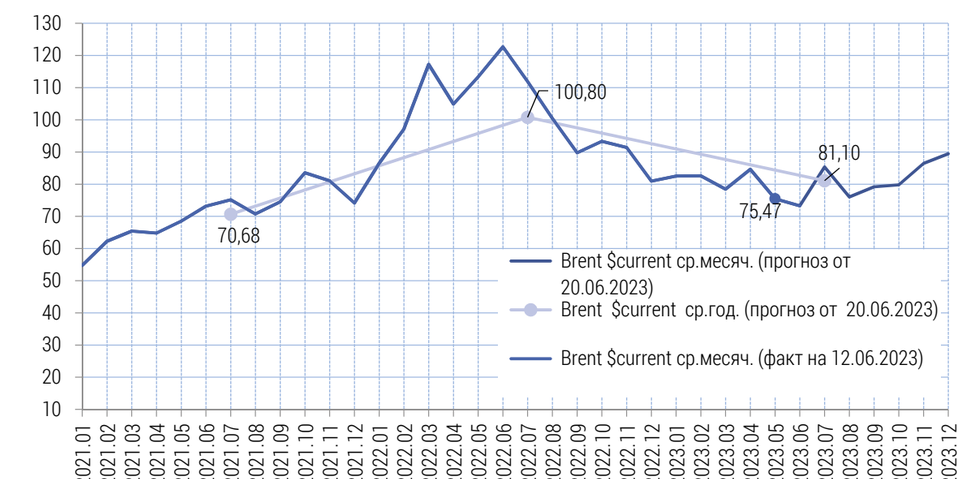
Прогноз от 20.06.2023 г. более оптимистичен, чем прогноз от 20.12.2022 г. В среднем, прогноз от 20.06.2023 г. предсказывает цену на нефть Brent на 7,6 долл. выше, чем прогноз от 20.12.2022 г. за весь период с января 2023 г. по декабрь 2025 г. Однако, оба прогноза отличаются от текущих рыночных ожиданий. Текущая цена на нефть Brent на 22 июня 2023 г. составляет 75,14 долл./барр., что ниже существенно, чем данные прогноза от 20.12.2022 г. для июня 2023 г. (103,66 долл. соответственно). По данным U. S. Energy Information Administration, средняя цена на нефть Brent в 2023 г. ожидается на уровне 79,54 долл./барр., что также ниже, чем оба представленных прогноза для средней цены в 2023 г. (80,64 и 95,63 долл. соответственно).

Понимание динамики цен на нефть и роли ОПЕК является важным для принятия решений в нефтяной отрасли, а также для прогнозирования и планирования экономического развития на мировом уровне

Согласно прогнозу основателя «ЛУКОЙЛа» и председателя комитета по энергетической политике и энергоэффективности РСПП Вагита Алекперова к концу года нефть может торговаться выше 85 долл./барр. [4]. По данным различных источников, средняя цена на нефть Brent в 2023 г. ожидается на уровне 78–86

Рис. 2. Прогноз Brent $current ср. месяч. и ср. год. от 20.06.2023 г. и Brent $current ср. месяч. (факт на 12.06.2023 г.), (2021–2023 гг.)

Источники: [3] и нейронный прогноз ИЭС



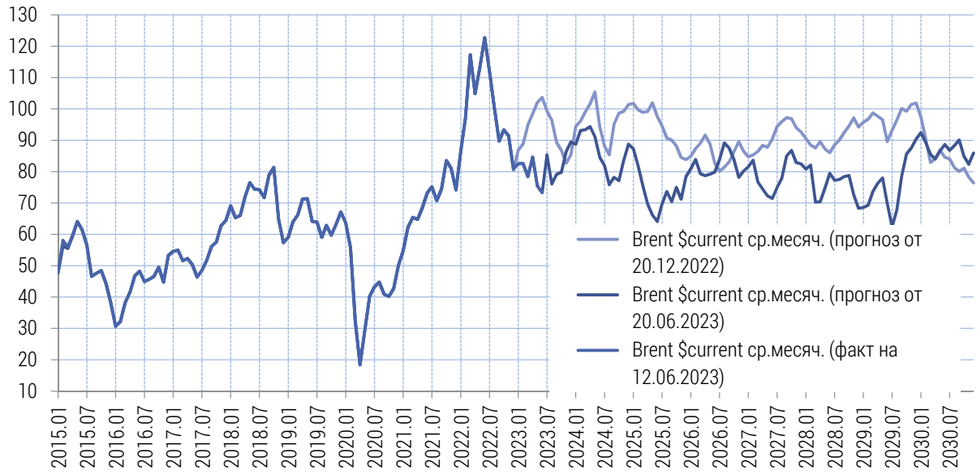


Рис. 3. Сравнительный прогноз Brent $current ср. месяч. от 20.12.2022 г. и 20.06.2023 г. и Brent $current ср. месяч. (факт на 12.06.2023 г.), (2015–2030 гг.)

Источники: [3] и нейронный прогноз ИЭС

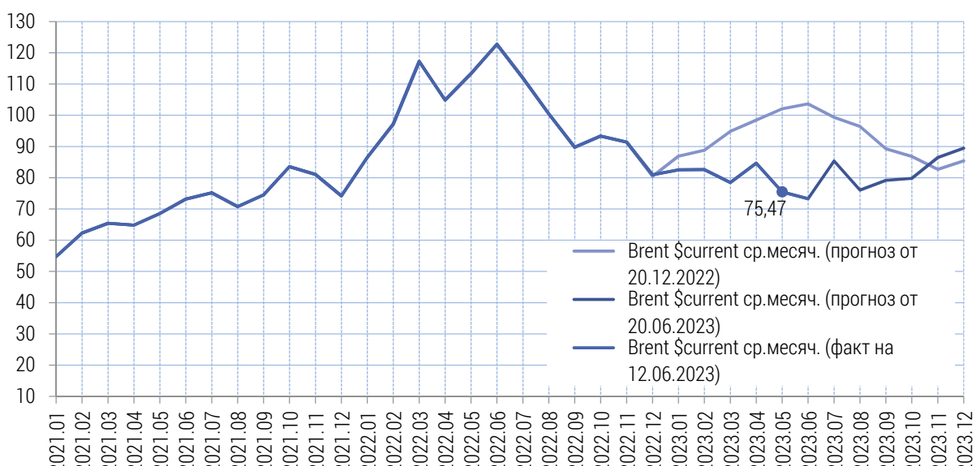


Рис. 4. Сравнительный прогноз Brent $current ср. месяч. от 20.12.2022 г. и 20.06.2023 г. и Brent $current ср. месяч. (факт на 12.06.2023 г.), (2021–2023 гг.)

Источники: [3] и нейронный прогноз ИЭС

долл./барр., что ниже, чем в 2022 г. Это связано с ростом мирового предложения нефти и замедлением спроса после восстановления от пандемии.

Влияния встреч ОПЕК+ на мировые цены на нефть Brent

Однако цены на нефть могут быть подвержены сильным колебаниям из-за различных факторов, таких как геополитические риски, санкции, политика ОПЕК и др. Встречи стран ОПЕК+ [5] обычно сопровождаются повышением цен на нефть, так как организация стремится сократить добычу и убрать избыток сырья на рынке (таблица 1). Однако есть и исключения, например, в марте 2020 г. и апреле 2023 г., когда цены на нефть падали после встреч ОПЕК+ из-за недостатка спроса на фоне коронавируса и российской военной специальной операции на Украине. В целом можно сказать, что ОПЕК+ имеет значительное влияние на мировые цены на нефть, так как контролирует около 40% производства нефти в мире.

Среднее изменение цены на нефть Brent в таблице 2 рассчитывалось по следующей формуле:

Таблица 1. Сравнение цены на нефть Brent (факт и прогноз от 20.06.2023 г.) и даты встреч ОПЕК

Источники: [5] и расчеты авторов

Дата встречи ОПЕК (месяц, год)	Цена на нефть Brent (факт.)	Изменение цены
Июнь 2015	61,53	Сниж.
Декабрь 2015	89,46	Восст.
Июнь 2016	73,29	Сниж.
Сентябрь 2016	79,16	Восст.
Ноябрь 2016	86,45	Восст.
Май 2017	68,53	Сниж.
Ноябрь 2017	81,05	Восст.
Июнь 2018	73,29	Сниж.
Июль 2019	75,17	Восст.
Декабрь 2019	74,17	Сниж.
Март 2020	78,43	Восст.
Июнь 2020	73,29	Сниж.
Ноябрь 2020	42,69	Сниж.
Декабрь 2020	49,99	Восст.
Март 2021	65,41	Восст.
Апрель 2021	64,81	Сниж.
Июнь 2021	73,16	Восст.
Июль 2021	75,17	Восст.
Сентябрь 2021	74,49	Сниж.
Октябрь 2021	83,54	Восст.
Ноябрь 2021	81,05	Сниж.
Декабрь 2021	74,17	Сниж.
Январь 2022	86,51	Восст.
Февраль 2022	97,13	Восст.
Март 2022	117,25	Восст.
Апрель 2022	104,89	Сниж.
Май 2022	113,34	Восст.
Июнь 2022	122,71	Восст.
Июль 2022	111,93	Сниж.
Август 2022	100,45	Сниж.
Сентябрь 2022	89,76	Сниж.
Октябрь 2022	93,33	Восст.
Декабрь 2022	80,92	Сниж.
Февраль 2023	82,59	Восст.
Апрель 2023	84,64	Восст.
Июнь 2023	73,29	Сниж.

Примечание: в столбце «Изменение цены» указано, как изменилась цена на нефть Brent по сравнению с предыдущим месяцем (за 1 месяц до встречи ОПЕК). «Восст.» означает, что цена выросла, а «Сниж.» означает, что цена упала.

Год	Количество встреч ОПЕК	Среднее изменение цены на нефть Brent (долл./барр.)
2015	2	-4.87
2016	4	4.35
2017	2	8.74
2018	2	-3.55
2019	2	-0.51
2020	6	-4.67
2021	7	5.49
2022	9	-1.12
2023	3 (прогноз)	-5.65 (прогноз)

Таблица 2. Влияние встреч ОПЕК на изменение стоимости нефти по годам (2015–2023 гг.).

Источники: [5] и расчеты авторов

Среднее изменение цены = (Сумма изменений цены за все встречи ОПЕК в году)/(Количество встреч ОПЕК в году).

Например, для 2015 г. среднее изменение цены равно: Среднее изменение цены = (-9,52 + 0,78) / 2 = -4,87, где -9,52 – это изменение цены за июнь 2015 г. (61,53–7,05), а 0,78 – это изменение цены за декабрь 2015 г. (38,01–37,23). Из таблицы 2 можно сделать следующие выводы:

1. Встречи ОПЕК+ не всегда приводят к повышению цен на нефть, так как на них могут быть приняты решения о продлении или смягчении ограничений на добычу, а также учитываются другие факторы, влияющие на спрос и предложение на рынке.
2. В целом, встречи ОПЕК+ имеют положительный эффект на цены на нефть, так как среднее изменение цены за все годы составляет около 1 долл./барр.
3. Самое большое среднее изменение цены было в 2017 г. (8,74 долл./барр.), когда ОПЕК продлила соглашение о сокращении добычи до конца года и добилась его выполнения со стороны всех участников.

Добыча сланцевой нефти

Источник: top-fon.com

4. Самое маленькое среднее изменение цены было в 2019 г. (-0,51 долл./барр.), когда ОПЕК продлила соглашение о сокращении добычи до марта 2020 г., но не смогла убедить Россию и других партнеров по ОПЕК+ пойти на дополнительные сокращения.
5. Прогноз на 2023 г. показывает, что встречи ОПЕК могут привести к небольшому снижению цен на нефть (-5,65 долл./барр.), так как ожидается рост производства нефти в США и других странах, а также уменьшение спроса на нефть из-за перехода к «зеленой» энергетике и электромобилям.

Выводы

Цена на нефть марки Brent представляет собой важный показатель для нефтяной индустрии и мировой экономики в целом. Анализ прогнозов стоимости нефти позволяет лучше понять динамику рынка и принять обоснованные решения. Представленный в уточненный текущий прогноз стоимости Brent представляет оптимистический вариант прогноза, однако реальная цена на нефть может значительно отличаться от прогнозных значений. Поэтому важно принимать во внимание и другие факторы, влияющие на рынок нефти.

Встречи ОПЕК+ имеют значительное влияние на мировые цены на нефть. Однако, результаты этих встреч не всегда приводят к повышению цен, так как решения ограничения добычи и другие факторы могут повлиять на спрос и предложение на рынке.

Рекомендации по использованию полученных результатов включают необходимость учитывать не только прогнозы, но и текущую рыночную ситуацию и другие факторы, такие как геополитические риски и тенденции в развитии зеленой энергетики. Для принятия обоснованных решений в нефтяной индустрии и связанных с ней отраслях рекомендуется использовать анализ прогнозов стоимости нефти, а также принимать во внимание факторы, влияющие на цены, такие как политика ОПЕК, мировое предложение и спрос, а также геополитические события.

Заседание ОПЕК

Источник: newses.cgtn.com

Полученные результаты могут быть полезны для эффективного управления рисками и принятия обоснованных решений в нефтяной индустрии, рекомендуется использовать множественные источники информации, включая прогнозы, текущую рыночную ситуацию и анализ факторов, оказывающих влияние на цены на нефть. Это позволит более точно оценить будущую динамику рынка и адаптировать свои стратегии к изменяющимся условиям и требованиям рынка.

Использованные источники

1. *Haykin S. Neural Networks and Learning Machines. New York: Pearson, 2009.*
2. *Nefedova L. V., Solovyev D. A., Bushuev V. V., Zaicheneko V. M. The New Directions on Development of Renewable Energy Systems // Journal of Physics: Conference Series. 2021. № 1(2096).С. 012095. DOI:10.1088/1742-6596/2096/1/012095.*
3. *Цены на нефть сегодня // Онлайн графики цен нефти Brent и WTI [Электронный ресурс]. – URL: https://www.profinance.ru/chart/brent/ (дата обращения: 26.06.2023 г.).*
4. *Алекперов спрогнозировал цену нефти выше $85 к концу года // Forbes.ru [Электронный ресурс]. – URL: https://www.forbes.ru/investicii/491055-alekperov-sprognoziroval-cenu-nefti-vyse-85-k-koncu-goda (дата обращения: 26.06.2023 г.).*
5. *OPEC Meeting [Электронный ресурс]. – URL: https://www.investing.com/economic-calendar/opec-meeting-230 (дата обращения: 26.06.2023 г.).*

УДК 338.27 DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_18 EDN: TGEIHO

Нейросетевое прогнозирование цены нефти Brent на основе чисел Вольфа

Neural network forecasting of Brent oil prices based on Wolf numbers

Сергей ОБРАЗЦОВ
Ранее – начальник лаборатории математического моделирования АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», д. ф.-м. н.
E-mail: obsm47@mail.ru

Sergei OBRAZTSOV
Last position – Head of the mathematical modeling laboratory IPPE JSC, Doctor of Physical and Mathematical Sciences
E-mail: obsm47@mail.ru

Восточное месторождение. Технологическая линия установки подготовки нефти и газа

Источник: «Газпром нефть»

Аннотация. На основе чисел Вольфа – одного из показателей солнечной активности, разработана прогнозирующая модель и рассчитана ежемесячная цена нефти марки Brent на период август – декабрь 2023 г. Для расчетов использовались метод экспоненциального сглаживания Хольта-Винтерса и искусственная нейронная сеть.
Ключевые слова: прогнозирование, числа Вольфа, стоимость нефти Brent, искусственная нейронная сеть.

Abstract. Based on the Wolf numbers, one of the indicators of solar activity, a predictive model has been developed and the monthly price of Brent crude oil for the period August – December 2023 has been calculated. The Holt-Winters exponential smoothing method and an artificial neural network were used for calculations.
Keywords: forecasting, Wolf numbers, Brent oil price, artificial neural network.

С практической точки зрения важно заранее предусмотреть появление события, дестабилизирующего мировые экономические отношения

Визуализация нейросети
Источник: Uriel SC / unsplash.com

Введение

Цена экспортируемых энергоносителей влияет на стабильность бюджетной системы России [1]. Так, регрессионная модель зависимости индекса реального ВВП России от экспортной цены на российскую нефть, индекса тарифов на электроэнергию и индекса инвестиций в основной капитал адекватно аппроксимирует имеющиеся данные [2].

Точность прогноза цены нефти зависит от факторов, которые можно разделить на две большие группы: фундаментальные и финансовые. Каждый из классов содержит характеристики, структура которых подробно рассмотрена в [1]. Однако значимость технических, политических, финансово-экономических параметров изменяется во времени и определение наиболее важных из них является трудной задачей.

Можно предсказать динамику того или иного признака, но предположить возникновение нового фактора, приводящего к значительному падению мировой экономики, например, пандемии COVID-19 практически невозможно. В последнее время часто упоминаемыми факторами являются: ограничение цен на российскую нефть, негативные прогнозы глобальной мировой экономики, вероятность кризиса в банковском секторе, высокая инфляция, решения ОПЕК+ об ограничении объема добычи, сложности роста китайской и индийской экономик и т. п. Множество вариантов эволюции глобальной экономики приводит к большой неопределенности экспертных оценок цены нефти марки Brent на 2023 г. – от 60 до 100 долл./барр. Разброс прогнозных значений вынуждает

Фондовый рынок в Нью-Йорке, США

Источник: cn.weforum.org

управляющие органы проводить корректировку финансовых планов с учетом прогноза цены на нефть марки Brent [3].

В работе [4] на основе данных о цене сырой нефти исследуется влияние пандемии COVID-19 и специальной военной операции на Украине на точность прогноза. Для анализа авторы привлекают разнообразные методы анализа данных: машина опорных векторов, линейная регрессия, особое внимание уделяется искусственным нейронным сетям с различным типом слоев. В результате сделан вывод об ухудшении точности прогноза в условиях неожиданных глобальных катастроф [4].

Принимая числа Вольфа в качестве основного фактора влияния на цену нефти, будем иметь в виду, что субъективные интересы государств непредсказуемо возмущают развитие экономических процессов

С практической точки зрения важно заранее предусмотреть появление события, дестабилизирующего мировые экономические отношения. В работе [5] приведен прогноз среднегодовой цены нефти марки Brent на период 2017–2022 гг., рассчитанный при помощи нелинейной регрессии, циклических полиномов, искусственной нейронной сети. Анализ точности этого прогноза за 5 лет, проведенный в начале 2022 г., показывает, что средняя ошибка в период 2017–2021 гг. равна 20% [6]. Предсказанное значение стоимости нефти на 2020 (пандемийный) г. составляет 35 долл./барр., фактическая цена за этот год равна 42 долл./барр. [6]. Сегодня к анализу точности можно добавить, что прогноз на 2022 г. оказался существенно ниже фактической цены нефти за этот год.

Таким образом, использование времени в качестве фактора и методов компьютерного анализа данных позволило предсказать кризис на нефтяном рынке, вызванный пандемией COVID-19, но модель оказалась неточной на год начала военной операции. Известно, что мировая экономика и распространение эпидемий подчиняются циклическому воздействию солнечной активности [7, 8]. В статье [9] цена нефти рассчитывается на основе группировки данных по годам солнечных

циклов. В работе [6] рассчитаны нейросетевые аппроксимации среднегодовой цены нефть марки Brent в зависимости от чисел Вольфа, характеризующих количество пятен на Солнце. Расчеты показали устойчивую статистическую связь между числами Вольфа и стоимостью нефти при различных конфигурациях нейронной сети. Интерес представляет исследование влияния чисел Вольфа на ежемесячную цену нефти с целью разработки прогнозирующего алгоритма.

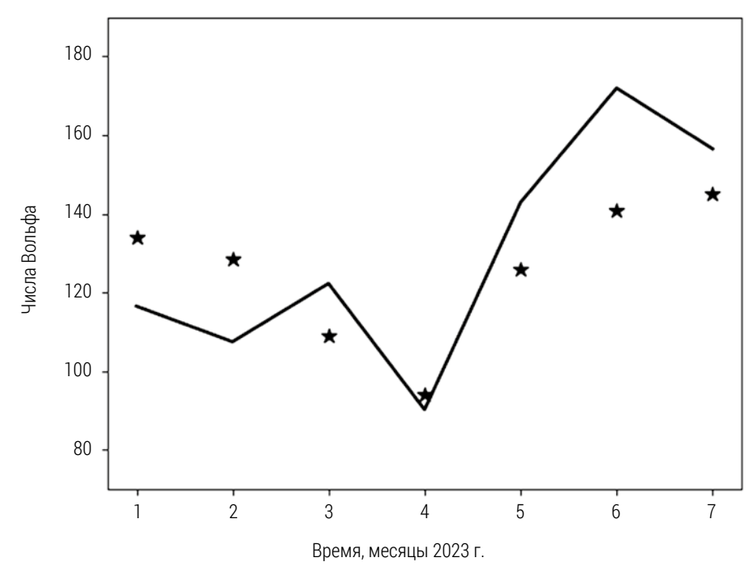
Согласно исследованию с применением чисел Вольфа, среднегодовая цена Brent в 2023 г. составит 86,13 долл./барр. Показательно, что Минэнерго США прогнозирует цену в 82,62 долл./барр.

Постановка задачи

Принимая числа Вольфа в качестве основного фактора влияния на цену нефти, будем иметь в виду, что субъективные интересы государств, особенно в военно-политической области, непредсказуемо возмущают развитие экономических процессов. Иначе говоря, строго детерминированной связи между ценой нефти и солнечной активностью не существует.

Целью работы является исследование зависимости стоимости нефти Brent от чисел Вольфа и построения краткосрочного ежемесячного прогноза на август – декабрь 2023 г. Предлагаемый алгоритм состоит из двух частей: модель прогнозирования чисел Вольфа и модель расчета прогноза стоимости нефти. Для отладки моделей использовались числа Вольфа с 1823 по 2022 гг. и цена нефти в период 1969–2022 гг. Контрольные выборки содержат числа Вольфа и цену нефти за январь – июль 2023 г. На втором этапе расчетов обучающие выборки дополнялись данными за первые 7 месяцев 2023 г. для прогнозирования чисел Вольфа и цены нефти на период август – декабрь 2023 г.

Рис. 1. Тестовые и расчетные числа Вольфа на период январь – июль 2023 г.: кривая – расчет, маркеры – контрольные данные



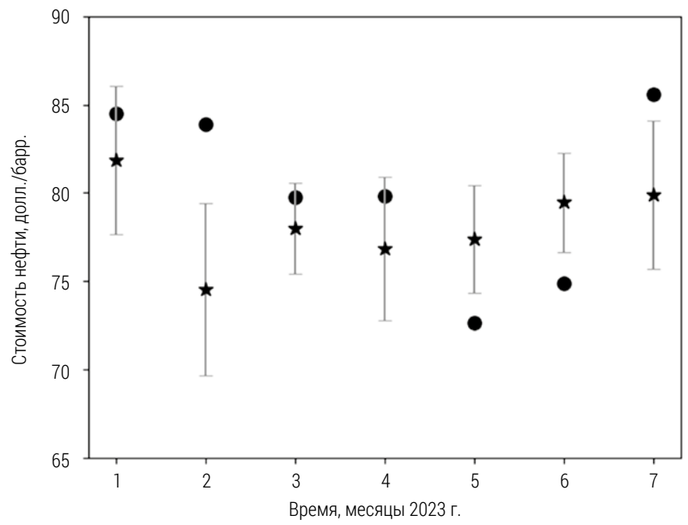


Рис. 2. Контрольная и расчетная цена нефти на январь – июль 2023 г.

Примечание: ★ – прогноз, ● – факт, вертикальные отрезки соответствуют средним квадратичным отклонениям

Разработка модели

Для подбора настроечных параметров в методе экспоненциального сглаживания Хольта-Винтерса использовались тестовые числа Вольфа. На рис. 1 представлены тестовые и расчетные числа Вольфа за период январь – июль 2023 г.

Из рис. 1 видно, что характер изменения расчетных и фактических значений чисел Вольфа в основном совпадают, средняя относительная ошибка равна 13%.

Прогнозные числа Вольфа 60 раз подавались на вход 4-хслойной искусственной нейронной сети с различным числом узлов в скрытых слоях для расчета цены нефти на январь – июль 2023 г. Тестовая выборка не участвовала в подгонке гиперпараметров искусственной нейронной сети. Фиксировались те распределения нейронов по слоям, которые обеспечивали среднюю относительную ошибку на контрольной выборке не более 10%. На рис. 2 показаны средние значения результатов расчета с разбросом, соответствующим средним квадратичным отклонениям, и контрольные значения стоимости нефти марки Brent. Средняя относительная ошибка на тестовых данных составляет 6%.

В результате предварительных расчетов получены необходимые настроечные параметры расчетных методов для прогнозирования цены нефти на август – декабрь 2023 г. Из рис. 2 видно, что солнечная активность существенно влияет на цену нефти.

Прогнозирование цены нефти на август – декабрь 2023 г.

Данные по числам Вольфа и цене нефти за январь – июль 2023 г. были добавлены в соответствующие выборки. По расширенным данным и оцененным настроечным параметрам были спрогнозированы числа Вольфа на август – декабрь 2023 г. Они 40 раз подавались на вход нейронной сети с числом узлов из выбранных ранее диапазонов. Средние значения прогнозной цены нефти по месяцам 2023 г. и среднеквадратичные отклонения (СКО) представлены в таблице 1.

Таблица 1. Прогнозные значения и СКО цены нефти марки BRENT

Месяц	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Цена нефти, долл./барр.	97.32	96.85	94.93	90.12	93.26
СКО, долл./барр.	4.76	4.76	4.38	3.46	4.15

Алгоритм может применяться для долгосрочного прогнозирования цены на нефть, в том числе для формирования бюджета РФ. В этом случае нужно использовать обучающие выборки с шагом в один год

С учетом прогнозной цены нефти, представленной в таблице 1, среднегодовая цена нефти на 2023 г. составит 86,13 долл./барр. Показательно, что Минэнерго США прогнозирует цену нефти сорта Brent на 2023 г. в 82,62 долл./барр. [10], близкую к прогнозному значению.

Практическое применение

Предлагаемый алгоритм может быть применен для долгосрочного прогнозирования цены на нефть, что важно с точки зрения адекватного формирования бюджета России. В этом случае целесообразно использовать обучающие выборки с шагом в один год для разработки макроэкономических ориентиров. Как показывает опыт, такая процедура может быть успешной, по крайней мере, на 5 лет [5]. С другой стороны, прогнозирование цены нефти с шагом в месяц будет интересно фирмам, занимающимися торговлей фьючерсами на бирже.

В работе использовался ограниченный набор методов прогнозирования временных рядов и его расширение может повысить точность прогнозов. Например, в нейронной сети использовались только плотные слои, и не рассматривались слои типа LSTM.

Внимание было сконцентрировано на исследовании зависимости стоимости нефти от солнечной активности, что оставило за рамками этой работы выбор вычислительной стратегии. В дальнейшем этим очень важным вопросам будет уделено особое внимание.

Заключение

Подготовлены массивы данных о числах Вольфа и цене нефти марки Brent. Разработан двухуровневый алгоритм прогнозирования цены нефти в зависимости от солнечной активности. На первом этапе прогнозируются числа Вольфа при помощи метода экспоненциального сглаживания Хольта-Винтерса, на втором уровне осуществляется нейросетевое прогнозирование стоимости нефти.

Проведены расчеты, позволившие подобрать по контрольным выборкам настроечные параметры расчетных методов. Можно сделать вывод о значительном влиянии чисел Вольфа на среднемесячную цену нефти.

Спрогнозирована среднемесячная цена нефти на август – декабрь 2023 г. и рассчитаны среднеквадратичные отклонения прогнозных значений.

Использованные источники

1. *Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Н.М. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. М. ИД «Энергия». 2013.*
2. *Минэкономразвития прогнозирует цену на нефть Brent в 2023 г. в 80,7 долл./барр. – URL: https://www.interfax.ru/business/896041*
3. *Бродский Б.Е. Анализ влияния цен природного газа и тарифов на электроэнергию на макроэкономические показатели в России на основе дезагрегированной модели // Модернизация экономики и государство. ГУ-ВШЭ, 2007. Т.2.*
4. *Jahanshahi, H.; Uzun, S.;Kaçar, S.; Yao, Q.; Alassafi, M.O. Artificial Intelligence-Based Prediction of Crude Oil Prices Using Multiple Features under the Effect of Russia–Ukraine War and COVID-19 Pandemic. Mathematics 2022, 10, 4361. https://doi.org/10.3390/math10224361*
5. *Образцов С.М. Нейросетевое прогнозирование цен на нефть и золото // Декабрь 2016. – URL: http://mbureau.ru/articles/neyrosetevoe-prognozirovanie-cen-na-neft-i-zoloto*
6. *Образцов С.М. Нейронная сеть: цена нефти Brent не упадет ниже 40 долл./барр. до конца 2047 г. Июль, 2022. – URL: https://www.mbureau.ru/articles/neyronnaya-set-cena-nefti-brent-ne-upadet-nizhe-40-barrel-do-konca-2047-goda*
7. *Мирошниченко Л. И. Физика Солнца и солнечно-земных связей: Учебное пособие / Под редакцией профессора М. И. Панасюка // «Университетская книга». Москва, 2011.*
8. *Бушуев В. В., Сокотущенко В. Н. Интеллектуальное прогнозирование // Издательский дом «Энергия». Москва, 2016.*
9. *Белкин В. А. Прогнозирование цен на нефть на основе их средних значений по годам одиннадцатилетнего цикла солнечной активности // Вестник Челябинского государственного университета 2017. №2 (398). Вып. 56. С. 43–51.*
10. *Минэнерго США повысило прогноз цены Brent на 2023 год до 82,62 долл./барр. – URL: https://www.interfax.ru/business/915349*

УДК 622.276 DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_24 EDN: LTOEXB

«Русвьетпетро»: от непредсказуемой геологии к стабильной добыче

Rusvietpetro: from unpredictable geology to stable production

Максим ПШАДСКИЙ
Обозреватель журнала
«Энергетическая политика»
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Maxim PSHADSKY
Columnist for Energy Policy magazine
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

РВП

Источник: «Зарубежнефть»

Аннотация. Сложное геологическое строение месторождений Центрально-Хорейверского поднятия породило необходимость разработки целевого комплекса мер по повышению нефтеотдачи и поддержанию добычи нефти на «полке». Как и большинство нефтегазовых проектов в регионе, месторождения этой группы очень быстро выходят на фазу повышенного обводнения из-за большого содержания гидрофобных карбонатов и низкого качества коллекторов. Основным вариантом поддержания добычи нефти на таких месторождениях, с учетом сроков их разработки, является применение третичных, химических методов увеличения нефтеотдачи. Российско-вьетнамское СП «Русвьетпетро» смогло создать уникальные российские технологии, необходимые для разработки ЦХП.
Ключевые слова: сложное геологическое строение, месторождения нефти, добыча нефти на «полке», третичные методы нефтеотдачи.

Abstract. The complex geological structure of the fields of the Central Khoreyver uplift in the Nenets Autonomous Okrug has given rise to the need to develop a whole set of measures to increase oil recovery and maintain oil production at the “shelf”. Like most oil and gas projects in the region, the fields of this group very quickly enter the phase of increased water cut due to the high content of hydrophobic carbonates and poor quality of reservoirs. The main option for maintaining oil production in such fields, taking into account the timing of their development, is the use of tertiary, chemical methods of increasing oil recovery. The Russian-Vietnamese joint venture Rusvietpetro was able to create unique Russian technologies necessary for the development of central chemical processing plants.
Keywords: complex geological structure, oil fields, shelf oil production, tertiary oil recovery methods.

Накопленная добыча нефти на ЦХП составляет порядка 36 млн т. Начальные извлекаемые запасы месторождений группы достигают 102,8 млн т

Санкции и тяжелые геополитические условия, безусловно, оказали негативное влияние на российскую нефтегазовую отрасль, однако они не смогли вызвать кардинальные изменения или привести к масштабному кризису в экономике России. Отрасли ТЭК оказались устойчивыми к внешнеполитическому давлению. Компании продолжают инвестировать, объемы геологоразведки увеличились, ни один действующий добывающий проект не был заморожен. Работа продолжалась даже на сложных месторождениях с трудноизвлекаемой нефтью. Мало того, при эффективной организации работы и применении современных отечественных технологий освоение таких месторождений может быть высокорентабельным. Одним из примеров подобного подхода является проект освоения месторождений Центрально-Хорейверского поднятия, которым занимается совместная российско-вьетнамская компания «Русвьетпетро».

Быстрый старт

Акционерами СК «Русвьетпетро» являются «Зарубежнефть» (51%) и PetroVietnam (49%). Компания была образована еще в июле 2008 г. в рамках стратегического партнерства между РФ и Вьетнамом в нефтегазовой сфере для работы на российской территории. В этом же году по итогам конкурса ей были переданы лицензии на освоение месторождений ЦХП, а 2009 г. «Русвьетпетро» приступила к расконсервации старых и бурению новых эксплуатационных скважин, строительству производственных и инфраструктурных объектов.

Первым в промышленную эксплуатацию в 2010 г. было введено Северо-Хоседаюское месторождение им. А. Сливки, к августу следующего года компания добыла первый миллион тонн нефти. Важным шагом в дальнейшей истории «Русвьетпетро» стало заключение в 2016 г. межправительственного соглашения, которое позволило на льготных условиях сделать серьезный инвестиционный скачок в разработке месторождений.

Несмотря на все внешние сложности, проект остается высокорентабельным. В 2021 г. «Русвьетпетро» получила рекордную прибыль, а 2022 г. ознаменовался открытием новых залежей углеводородов, что закладывает прочную основу для дальнейшего развития.

Сложная геология

Все 14 месторождений, входящих в проект ЦХП, расположены в Ненецком автономном округе. На текущий момент накопленная добыча нефти на ЦХП составляет порядка 36 млн т. Совокупные начальные извлекаемые запасы месторождений группы достигают 102,8 млн т.

Как и большинство нефтегазовых проектов в регионе, месторождения этой группы очень быстро выходят на фазу повышенного обводнения из-за большого содержания гидрофобных карбонатов и низкого качества коллекторов. В результате, многие компании сталкиваются на таких участках с резким падением добычи нефти через два-три года после запуска месторождений.

«Русвьетпетро» удалось создать в рамках освоения ЦХП полный цикл производства – от проведения геологоразведки и бурения скважин до подготовки и транспортировки нефти. Это позволило за счет применения современных методов разведки обеспечить системный прирост запасов нефти, благодаря уплотнению сетки бурения – увеличить добычу в низкопроницаемых коллекторах, а в результате применения третичных методов нефтеотдачи – повысить коэффициент извлечения нефти.

Наиболее значимым сегодня на промысле «Русвьетпетро» на Северо-Ошкотынском месторождении группы ЦХП является реализованный проект модернизации мультифазной насосной станции

РВП
Источник: «Зарубежнефть»

«Полка» на 10 лет

Целью «Русвьетпетро», как и у любого добывающего проекта, является обеспечение в любых условиях максимального денежного потока для акционеров – «Зарубежнефти» и PetroVietnam.

Поскольку наиболее крупные месторождения ЦХП уже относятся к категории зрелых, главной задачей предприятия становится сохранение на среднесрочную перспективу оптимальной полки добычи в 3 млн т в год, выход на которую был достигнут еще в 2014 г. Столь долгое удержание «полки» добычи – редкий случай для нефтегазовых месторождений, а для проектов в Ненецком АО – поистине уникальный.

Это стало возможно благодаря применению более плотной сетки бурения, внедрению современных технологий для оптимизации текущих затрат и применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Так, за счет геологоразведочных работ на Висовом месторождении компания в 2022 г. обеспечила плановый прирост запасов. В 2025 г. запланировано бурение разведочной скважины № 2р на Западно-Ярейягинском участке. Кроме того, в ближайших планах «Русвьетпетро» – начало работ по разведочному бурению на Лыдушорском месторождении.

В 2023 г. ожидается подписание межправительственного соглашения между Россией и Вьетнамом о распространении действия льгот на 3 и 4 блоки ЦХП до 2033 г. В рамках этого соглашения запланированы уплотняющие бурения 28 скважин на третьем и четвертом блоках ЦХП (Западно-Хоседаюское, Северо-Ошкотынское, Сихорейское, Восточно-Сихорейское и Южно-Сюрхаратинское месторождения).

В следующем году, по предварительным прогнозам, на месторождениях компании планируется работа не менее семи буровых установок, одна из которых будет проводить бурение с целью поиска и разведки новых запасов на нижнедевонских отложениях, Западно-Ярейгинского и Лыдушорского месторождений.

Полезные полимеры

Основным вариантом поддержания добычи нефти на зрелых месторождениях является применение третичных, химических методов увеличения нефтеотдачи. «Русвьетпетро» активно проводит опытно-промышленные работы по закачке ПАВ и полимерной композиции и ионно-модифицированной воды, применяет методы газ-лифта, технологии большеобъемных ремонтно-изоляционных работ и кислотного гидроразрыва продуктивных пластов. В результате, только за счет данных опытно-промышленных работ компании удалось добиться дополнительного прироста добычи нефти в 250 тыс. т.

Кроме того, «Русвьетпетро» внедряет собственные российские технологии и оборудование для добычи и транспортировки углеводородов, способные работать с вязкой нефтью в условиях активного образования асфальтосмолопарафиновых отложений и солеотложений. Это позволило компании удерживать рекордные значения по наработке на отказ и межремонтному периоду работы скважин (1100 и 1600 суток соответственно).

Модернизация насоса обеспечила работу мультифазной системы с увеличением объема прокачки на 25%. Впервые в РФ удалось достичь технологического суверенитета при эксплуатации таких насосов

РВП
Источник: «Зарубежнефть»

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №10(189) / 2023

Для повышения надежности энергообеспечения «Русвьетпетро» провело испытания и запустила в промышленную эксплуатацию отечественные микротурбинные энергоустановки, работающие на газе

Российской добыче – российские насосы

С учетом санкций большую роль в поддержании добычи нефти будет играть процесс импортозамещения оборудования. Курс на плановое замещение иностранного оборудования в «Зарубежнефти» был задан еще в 2016 г. Тогда на промысле «Русвьетпетро» на Северо-Ошкотынском месторождении был реализован проект модернизации мультифазной насосной станции для транспортировки нефтегазосодержащей жидкости с Восточно-Янемдейского и Северо-Ошкотынского месторождений. До недавнего времени в России не было производителей, способных выпускать мультифазное насосное оборудование с крайне высоким содержанием газа.

С начала эксплуатации этого объекта возник ряд сложностей, связанных с работой мультифазной системы (скважина – насос – трубопровод). Проблема заключалась в том, что при выводе насосной станции на рабочие параметры при прокачке нефти создавалось высокое противодавление. Этот фактор негативно влиял на работоспособность дорогостоящего импортного оборудования. Для увеличения пропускной способности трубопровода было принято решение построить специальный лупинг. Уже в 2018 г. новый участок трубопровода протяженностью 13,9 км был введен в эксплуатацию.

Однако насосное оборудование все также продолжало выходить из строя из-за работы на режимах, превышающих расчетные характеристики по развиваемому дифференциальному давлению. После серьезного реинжиниринга мультифазной насосной станции «Русвьетпетро» заказала у «ПермИнженирингГрупп» ряд элементов такого насоса, в том числе винтовую пару и гильзу. Это решение стало прорывным для российского рынка сложных мультифазных систем транспорта скважинной продукции.

В декабре 2022 г. была проведена модернизация проточной части насосного оборудования, обеспечивающая гарантированную безаварийную работу при дифференциальном давлении 4 МПа (в изначальном варианте насоса рабочие параметры дифференциального давления составляли 3,5 МПа).

В период испытания насоса суточная прокачка нефтегазосодержащей жидкости с Восточно-Янемдейского и Северо-Ошкотынского месторождений возросла: по жидкости – на 20%, по газу – на 5%. Модернизация насоса обеспечила работу мультифазной системы с увеличением объема прокачки на 25%, до 760 м3/ч. Таким образом, впервые в России удалось достичь технологического суверенитета при эксплуатации такого типа насосов.

В 2023 г. стартовали проекты по переходу с импортных систем автоматизации технологических процессов на российские программируемые контроллеры, программное обеспечение, контрольно-измерительные приборы и средства измерения на производственных объектах (ПСП «Мусюршор» и объекты ЦХП). Детальный план и дорожная карта перехода на российские АСУ ТП уже утверждены, разработаны задания на проектирование и технические требования.

НАО
Источник: «Зарубежнефть»

РВП
Источник: «Зарубежнефть»

В этом году также начался переход на отечественную базу данных Автоматизированной системы оперативного диспетчерского управления (АСОДУ), которая является источником практически всех производственных показателей для Центра оперативного мониторинга «Зарубежнефти».

Электрификация по-арктически

Одновременно компания ведет работу по более активному использованию газа для собственной электрогенерации. Это особенно важно с учетом того, что месторождения ЦХП находятся в удаленном, изолированном Арктическом регионе.

Для повышения надежности энергообеспечения «Русвьетпетро» запустила отечественные микротурбинные энергоустановки, работающие на газе. Мощность этой первой в России мини-электростанции составила 800 кВт. Это решение способствовало сокращению затрат на генерацию электроэнергии.

В результате перехода на использование газа, уровень утилизации попутного нефтяного газа «Русвьетпетро» уже достиг 95,2%, а закупки дизельного топлива существенно сократились.

Для вовлечения оставшегося «хвоста» грязного газа в производственную деятельность проводятся испытания технологии каталитической доочистки газа.

В этом году «Русвьетпетро» и Харьягинское СРП («Зарубежнефть» является оператором и основным акционером проекта) планируют приступить к строительству высоковольтной линии электропередач протяженностью более 100 км. Новая ЛЭП позволит компенсировать прогнозируемый дефицит собственного газа, а также повысить экологичность производства за счет ухода от генерации электроэнергии на нефтяных машинах.

В результате всех предпринятых мер, «Русвьетпетро» остается эффективным, поступательно развивающимся добывающим активом, опыт которого крайне востребован на рынке и может быть масштабирован для многих российских и зарубежных предприятий, работающих в аналогичных изолированных суровых условиях Крайнего Севера.

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_30 EDN: EYBFGL

Оценка потенциала снижения выбросов парниковых газов с учетом перспектив развития газификации регионов России

Assessment of greenhouse gas emissions reduction taking into account the prospects for the development of gasification of Russian regions

Артур СИБГАТУЛЛИН
Заместитель директора НТЦ «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз», к. т. н.

Алексей ПЕТЛИЧЕНКО
Заведующий отделом НТЦ «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз»

Александр БЛИНОВ
Главный специалист НТЦ «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз», к. т. н.

Александр ИШКОВ
Зам.начальника Департамента – начальник Управления ПАО «Газпром», д. х. н., профессор кафедры ЮНЕСКО «Зеленая химия для устойчивого развития» РХТУ им. Д.И. Менделеева, заслуженный эколог РФ

Константин РОМАНОВ
Начальник отдела ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром водород», ответ.секретарь Координационного комитета «Газпрома» по рациональному природопользованию, к. э. н.

Аннотация. Авторы провели глубокий сравнительный анализ влияния на окружающую среду выбросов вредных веществ со стороны газовых ТЭС и электростанций, работающих на ВИЭ. В статье они приходят к выводу о экономической и экологической целесообразности перевода электростанций на газ. Одним из наиболее важных мероприятий по улучшению экологических показателей за счет снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ является газификация потребителей в различных регионах Российской Федерации.
Ключевые слова: газификация, тепловые электростанции, выбросы CO_2, ВИЭ.

Abstract. The authors conducted an in-depth comparative analysis of the impact on the environment of emissions of harmful substances from gas thermal power plants and power plants operating on renewable energy sources. In the article they come to the conclusion about the economic and environmental feasibility of converting power plants to gas. One of the most important measures to improve environmental performance by reducing emissions of greenhouse gases and pollutants is the gasification of consumers in various regions of the Russian Federation.
Keywords: gasification, thermal power plants, CO_2 emissions, renewable energy sources.

Вклад ВИЭ в снижение уровня выбросов парниковых газов несомненно имеется, но зачастую он сильно преувеличен и дорого обходится

Воркутинская ТЭЦ-2
Источник: komiinform.ru

Курс на снижение углеродного следа

В последние годы, одними из основных вопросов, входящих в экологическую повестку ведущих стран мира, являются: декарбонизация, энергопереход (стремление уйти от ископаемых энергоносителей в пользу возобновляемых источников энергии (ВИЭ), снижение углеродного следа, углеродная нейтральность, контроль и снижение выбросов парниковых газов, борьба с глобальным изменением климата и др.

Несмотря на то, что в силу геополитических событий, энергетического кризиса и изменений в глобальном топливно-энергетическом балансе, декарбонизация в мире замедляется, и многие страны начинают наращивать поставки и добычу угля, а вопросы борьбы с изменением климата отходят на второй план, намерения по декарбонизации остаются прежними и инвестиции в ВИЭ продолжаются. Однако в стремлении уйти от ископаемых видов топлива, мировое сообщество вовлекается в новую зависимость от других видов сырья и минералов, необходимых

для энергоперехода [1]. Кроме того, определенные виды экологического воздействия нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на окружающую среду, по существу, не ясны до настоящего времени, особенно во временном аспекте, а потому изучены и разработаны еще в меньшей степени, чем технические вопросы использования этих источников [2]. Также при рассмотрении экологического воздействия ВИЭ необходимо учитывать полный жизненный цикл энергоустановок от производства до утилизации, а не только эксплуатации, так как производство и утилизация отдельных элементов связаны с переработкой ряда вредных для здоровья человека и окружающей среды веществ. Помимо этого, увеличение доли мощности (к примеру, для ветроэлектрических станций – 10% и более от потребляемой мощности [3]) и выработки электрической энергии энергоустановок на основе ВИЭ в энергосистеме, в силу их основных недостатков – низкой плотности энергии, непостоянства и вероятностного характера поступления энергии, может привести к системным авариям, связанным с потерей устойчивости системы. Поэтому в системах с высоким уровнем замещения традиционного ресурса с помощью ВИЭ (доля энергоустановок на основе ВИЭ, как правило, составляет в таких системах от 100 до 400% по мощности и от 50 до 150% по выработке электроэнергии по сравнению с энергоустановками на основе традиционных энергоресурсов) необходимы дополнительные решения по поддержанию уровней частоты и напряжения [4]. Такие системы, как правило, оборудуются «интеллектуальными» АСУ, что требует дополнительных финансовых затрат.

Каждая сокращаемая за счет ВЭС тонна выбросов CO_2 обходится гораздо дороже, чем за счет природного газа. Основными причинами этого являются высокая стоимость ветроэлектрических установок

ТЭЦ в Южно-Сахалинске
Источник: sakhalinenergo.ru

Вклад использования ВИЭ в снижение уровня выбросов парниковых газов несомненно имеется, но зачастую он преувеличен и дорого обходится. Приведем конкретный пример. В 2020 г. в Ростовской области были введены в эксплуатацию Каменская, Сулинская и Гуковская ветроэлектростанции (ВЭС) суммарной установленной мощностью 296,4 МВт. Согласно [5], коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ВЭС в Ростовской области в 2021 г. составил 26,31%, что эквивалентно годовой выработке указанных ВЭС 684,1 млн кВт·ч. Согласно тому же документу [5], КИУМ тепловых электростанций (ТЭС) в Ростовской области в 2021 г. составил 42,26%. Предполагая, что ВЭС замещают наиболее «грязный» вид генерации – угольную генерацию, замещаемая мощность угольной ТЭС при указанном КИУМ и той же самой выработке составляет 184,8 МВт. При этом годовой объем выбросов парниковых газов от сжигания угля оценивается не более 607,3 тыс. т/год CO_2-экв. Согласно данным из открытых источников [6] в строительство трех ВЭС инвестировано 19,8 млрд руб.

Если рассматривать в качестве альтернативы угольной ТЭС газовую ТЭС с той же годовой выработкой электроэнергии, а, следовательно, и мощностью, то годовой объем выбросов парниковых газов от сжигания природного газа оценивается не более 304,6 тыс. т/год CO_2-экв. Таким образом, за счет перевода ТЭС с угля на газ сокращается примерно в два раза меньше выбросов парниковых газов, чем предотвращенных выбросов с помощью ВЭС. Однако инвестиции в перевод угольной ТЭС мощностью 184,8 МВт на газ значительно ниже, чем в строительство ВЭС мощностью 296,8 МВт. Так, если взять за основу показатели аналогичных проектов [7] и применить их для условий Ростовской области инвестиции в перевод станций на газ могут быть оценены в 1,587 млрд руб. С учетом рекомендуемого Порядком [8] расчетного периода возврата инвестиций для электростанций равного 10 лет, цен на уголь и на газ в Ростовской области, а также годовых операционных затрат на каждый тип электростанции, можно оценить приведенную за рассматриваемый период удельную стоимость снижения 1 т выбросов парниковых газов за счет ВЭС и за счет перевода угольной ТЭС на газ. При этом, кроме большего объема снижения выбросов парниковых газов, преимуществом ВЭС является отсутствие расходов на топливо. Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Как следует из таблицы 1, каждая сокращаемая за счет ВЭС тонна выбросов парниковых газов обходится гораздо дороже, чем за счет природного газа. Основными причинами данного факта являются высокая стоимость ветроэлектрических установок, низкая плотность энергии, низкий КИУМ и необходимость аренды или выкупа больших площадей земельных участков для размещения установок по сравнению с традиционными тепловыми электростанциями. Те же факторы характерны и для солнечных электростанций.

Наиболее рациональным видом энергоресурса с точки зрения экологических свойств, доступности технологий, теплотворной способности, стоимости и т.д. по-прежнему остается природный газ

Экономическая целесообразность использования ВИЭ определяется в основном наличием необходимого (высокого) потенциала ВИЭ в районе планируемого размещения энергоустановок. В противном случае, при низком поступлении возобновляемого энергоресурса, вырабатываемой ими энергии может быть недостаточно для их энергетической самоокупаемости на протяжении всего срока эксплуатации, которая характеризуется таким показателем, как рентабельность вложенной энергии (ERoEI) – отношение выработанной энергии к затраченной на их изготовление, установку и прочие сопутствующие затраты.

Таблица 1. Результаты расчетов удельной стоимости снижения выбросов парниковых газов за счет строительства ветроэлектростанции взамен угольной теплоэлектростанции и перевода угольной теплоэлектростанции на газ

Показатель	Ед. изм.	ТЭС уголь	ВЭС	ТЭС газ
Мощность	МВт	184,8	296,8	184,8
Выработка	млн кВт·ч/год	684,1	684,1	684,1
Удельный расход условного топлива	г у. т./кВт·ч	330	0	280
Расход условного топлива	тыс. тут/год	225,8	0	191,6
Выбросы CO_2-экв.	тыс. т/год	607,3	0	304,6
Снижение CO_2-экв.	тыс. т/год	-	607,3	302,7
Стоимость строительства/перевода на газ	млрд руб.	-	19,8	1,6
Затраты на топливо	млн руб./год	1035,8	0	1324,8
Постоянные операционные затраты*	млн руб./год	558,8	939,1	195,1
Переменные операционные затраты без учета топлива*	млн руб./год	273,6	0	218,9
Денежный поток (простой) за 10 лет	млрд руб.	-	10,5	0,3
Удельная стоимость снижения 1 т выбросов CO_2-экв.	тыс. руб./т	-	1,7	0,1

Примечание: * – На основании [9] с учетом курса доллара 1 долл. США = 80 руб.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №10(189) / 2023

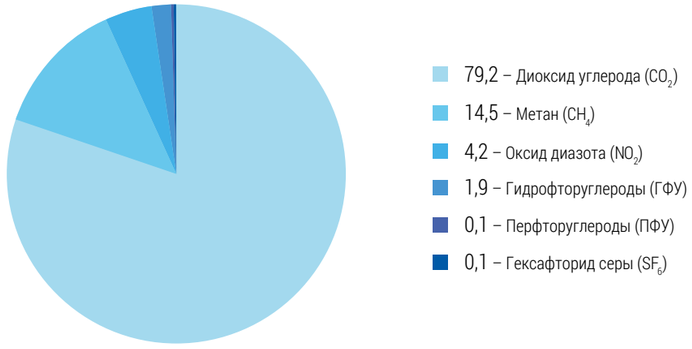


Рис. 1. Структура выбросов парниковых газов в Российской Федерации в 2020 г., в %

В этом контексте наиболее рациональным на сегодняшний день видом энергоресурса с точки зрения его экологических свойств, доступности технологий использования, энергетических параметров (теплотворной способности), стоимости, удобства использования по-прежнему остается природный газ. И для реализации принятого курса по снижению углеродного следа российской экономики необходимо сосредоточиться не на прямом замещении ископаемых видов топлива, в том числе природного газа, а на развитии энергосберегающих, более экологичных и энергоэффективных технологиях их использования, в том числе с расширением возможностей комбинированного использования, в частности, когенерации и тригенерации.

Выбросы парниковых газов и загрязняющих веществ в Российской Федерации

Согласно данным Росстата [10] суммарно объем выбросов парниковых газов за 2020 г. составил 2,05 млрд т CO_2-экв. без учета абсорбции (поглощения) парниковых газов из атмосферы лесными массивами и почвенным покровом.

Основными парниковыми газами в России являются диоксид углерода (CO_2), объем которого в 2020 г. составил 1,62 млрд т или 79,2%, и метан (CH_4) с долей выбросов 14,5% (рис. 1).

Общий объем выбросов загрязняющих веществ, основными из которых являются: оксид углерода, диоксид серы, оксиды азота (в пересчете на NO_2), летучие органические соединения, в 2021 г. в регионах Российской Федерации увеличился на 0,3% по сравнению с 2020 г. и составил 22,3 млн т [11]. Увеличение объемов выбросов загрязняющих веществ связано преимущественно с восстановлением промышленного производства в 2021 г. на фоне стагнации отрасли в 2020 г., которая произошла, в т. ч. ввиду пандемии COVID-19. Удельный вес выбросов от стационарных источников в общем объеме выбросов по данным за 2021 г. в Российской Федерации составляет 77,2%, от передвижных – 22,8%.

Наибольший уровень выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников в 2021 г. зафиксирован в Сибирском федеральном округе (рис. 2). Однако данный федеральный округ одновременно стал и лидером по снижению выбросов (на 81 тыс. т). На втором месте по снижению – Центральный федеральный округ (на 63 тыс. т). Наименее загрязненным является Северо-Кавказский федеральный округ (182 тыс. т).

Объем выбросов загрязняющих веществ, основными из которых являются: оксид углерода, диоксид серы, оксиды азота, в 2021 г. в России увеличился на 0,3% по сравнению с 2020 г., до 22,3 млн т

Внимание к вопросу регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации уделяется на самых различных уровнях, начиная от органов исполнительной власти и заканчивая отдельными организациями.

Правительство Российской Федерации распоряжением от 29.10.2021 г. № 3052-р [12] утвердило Стратегию социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Целевой сценарий, описанный в стратегии, предполагает рост экономики при уменьшении выбросов парниковых газов.

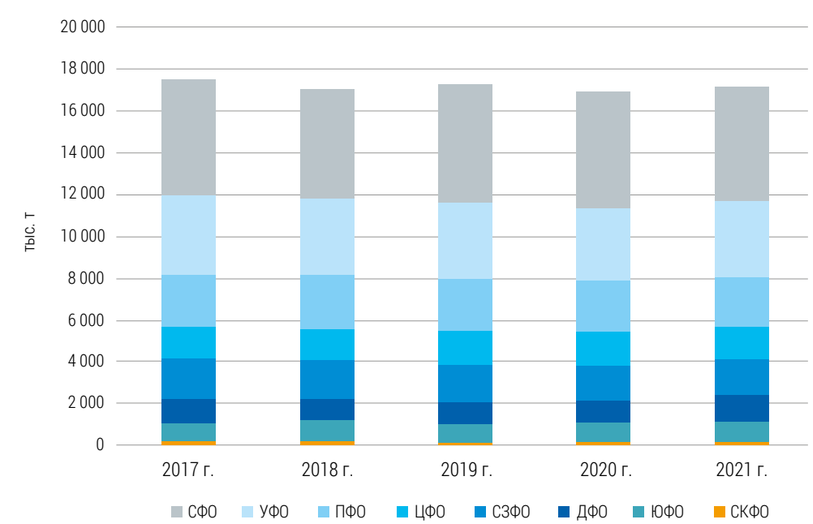
После перевода ТЭЦ-2 с угля и мазута на природный газ снижение выбросов парниковых газов составило 50%, загрязняющих веществ – 87%, ЦВК – 38% парниковых газов и 83% загрязняющих веществ

В 2022 г. разработаны сценарии устойчивого развития ПАО «Газпром» до 2050 г. с учетом низкоуглеродного тренда мировой экономики [13]. В 2023 г. завершена научно-исследовательская работа (НИР) «Комплексный анализ и оценка потенциала снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ по объектам программ развития газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации на период 2021–2025 гг. с учетом перспектив развития газификации до 2035 г.» [14]. На результатах последней работы подробнее остановимся в данной статье.

Вклад газификации в снижение выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ

Несомненно, большой вклад в снижение уровня выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ вносит перевод потребителей на использование природного газа в качестве топлива. На примере реализации перевода с угля и мазута на природный газ ТЭЦ-2 г. Воркута и Центральной водогрейной котельной (ЦВК) на рис. 3 показано сокращение объемов выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ от данных предприятий.

Рис. 2. Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников за 2017–2021 гг. по федеральным округам Российской Федерации



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №10(189) / 2023

Объем снижения выбросов парниковых газов от сжигания топлива после перевода потребителей РФ на газ к 2025 г. оценивается в 5,9 млн т/год CO_2-экв., на 2035 г. – 10,16 млн т/год CO_2-экв

На ТЭЦ-2 снижение выбросов парниковых газов составило 50%, загрязняющих веществ – 87%. На ЦВК – 38% парниковых газов и 83% загрязняющих веществ.

В соответствии с планом осуществления на территории Республики Коми научно-технической деятельности экологического развития Российской Федерации [15] расчет снижения выбросов на этих предприятиях направлен в управление охраны окружающей среды Минприроды Республики Коми.

Данный расчет выполнялся на основе методических рекомендаций по оценке потенциала снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ по объектам газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации, разработанных в рамках НИР [14].

Разработке настоящих методических рекомендаций предшествовал анализ существующих методик и рекомендаций по оценке выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ, в частности [16–22] и др.

При разработке методических рекомендаций, в соответствии с предложениями Минприроды России [18], был выбран метод расчета выбросов парниковых газов по количеству расходного топлива (с учетом типа, характеристик, конструкций топок и т. д.). Корректность сравнения двух периодов (до и после газификации) достигалась приведением двух периодов к одинаковым энергетическим выработкам (тепла и электроэнергии). Применение такого подхода характеризуется достаточной доступностью исходных данных на основании топливно-энергетических балансов и возможностью четкого выделения вклада проведенной газификации в снижение выбросов парниковых газов (рис. 4).

В 2022 г. по итогам реализации мероприятий программ развития газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации [23] снижение выбросов парниковых газов составило 1,446 млн т CO_2-экв. за счет перевода действующих потребителей на природный газ и подключения новых потребителей.

Расчет показателей по снижению выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ в регионах Российской Федерации до 2035 г. выполнен на основе прогноза потребления природного газа в соответствии с актуализированными в 2022 г. ранее разработанными и утвержденными программами газификации [23], а также с учетом перспектив развития газификации до 2035 г.

На рис. 5 представлены потенциальные объемы снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ в Российской Федерации до 2035 г. нарастающим итогом.

Рис. 3. Снижение выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ при переводе на природный газ ТЭЦ-2 г. Воркуты и Центральной водогрейной котельной

г. Воркута

тыс. т/год

ТЭЦ-2 ЦВК		ТЭЦ-2 ЦВК	
Уголь/Мазут	Мазут	Природный газ	
ПГ – 1 612,51	ПГ – 438,78	ПГ – 803,28	ПГ – 273,19
ЗВ – 35,79	ЗВ – 9,23	ЗВ – 4,59	ЗВ – 1,56

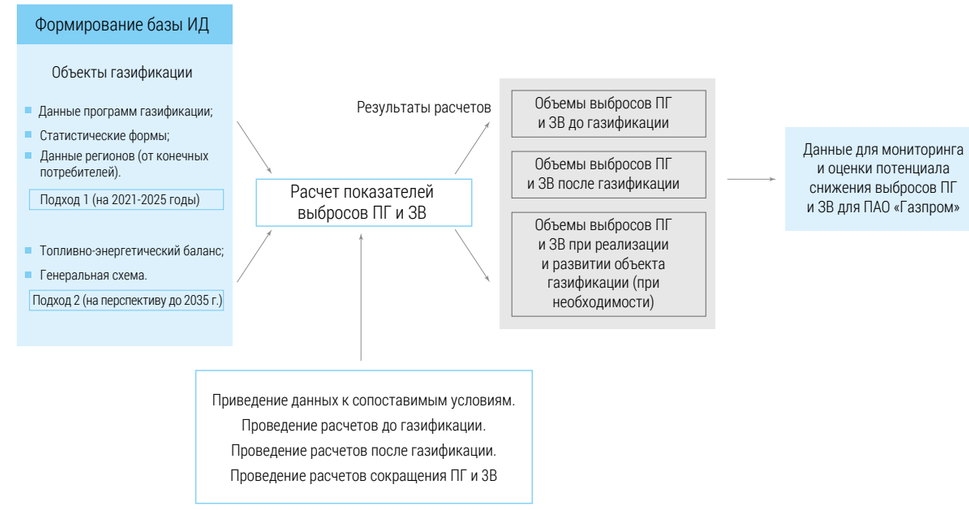


Рис. 4. Апробация методических рекомендаций по оценке потенциала снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ

Потенциальный объем снижения выбросов парниковых газов от сжигания топлива в связи с переводом потребителей на природный газ к 2025 г. оценивается в 5,9 млн т/год CO_2-экв., на 2035 г. – 10,16 млн т/год CO_2-экв. Потенциальный объем снижения предотвращенных выбросов[1] парниковых газов от сжигания топлива к 2025 г. оценивается в 5,04 млн т/год CO_2-экв., на 2035 г. – 11,84 млн т/год CO_2-экв.

Потенциальный объем снижения выбросов загрязняющих веществ от сжигания топлива в связи с переводом потребителей на природный газ к 2025 г. оценивается в 373,5 тыс. т/год, на 2035 г. – 727,7 тыс. т/год. Потенциальный объем снижения предотвращенных выбросов загрязняющих веществ от сжигания топлива к 2025 г. оценивается в 225,9 тыс. т/год, на 2035 г. – 586,2 тыс. т/год.

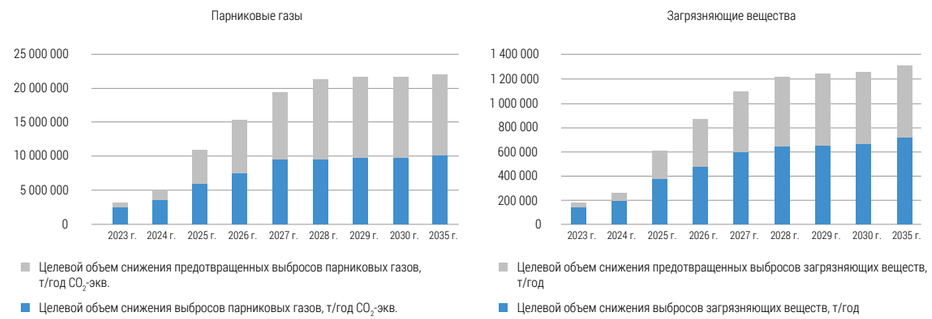
Большая часть объема снижения выбросов парниковых газов приходится на Дальневосточный, Северо-Западный и Южный федеральные округа, загрязняющих веществ – на Дальневосточный, Северо-Западный и Приволжский федеральные округа (рис. 6).

[1] Под предотвращенными выбросами понимается разница в выбросах для нового предприятия между объемом выбросов от природного газа и вероятных других наиболее распространенных видов топлива (кроме природного газа) в регионе расположения предприятия.

Наибольшие значения целевых показателей снижения выбросов парниковых газов в связи с переводом потребителей на природный газ к 2035 г. наблюдаются в Республике Коми, Хабаровском крае, Кемеровской и Челябинской областях, а наибольшие значения предотвращенных выбросов парниковых газов ожидаются в Приморском, Краснодарском и Хабаровском краях, Астраханской, Нижегородской и Рязанской областях. Связано это в первую очередь с наличием в этих регионах крупных инвестиционных проектов, реализация которых предполагает потребление большого объема природного газа.

Что касается загрязняющих веществ, то в связи с переводом потребителей на природный газ удастся достичь наибольшего сокращения их выбросов в Республике Коми, Хабаровском крае, Кемеровской и Свердловской областях, а наибольшим потенциалом предотвращенных выбросов обладают Приморский край, Нижегородская область, Краснодарский и Хабаровский края.

Особое внимание при расчете снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ было обращено на населенные пункты, попавшие в перечень городских поселений и городских округов с высоким и очень высоким загрязнением атмосферного воздуха [24].



10,16 млн т/год	Перевод предприятий на природный газ (снижение выбросов)	0,728 млн т/год
11,84 млн т/год	Ввод новых предприятий (предотвращенные выбросы)	0,586 млн т/год

Рис. 5. Целевые показатели снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ с учетом перспектив развития газификации регионов Российской Федерации до 2035 г. нарастающим итогом

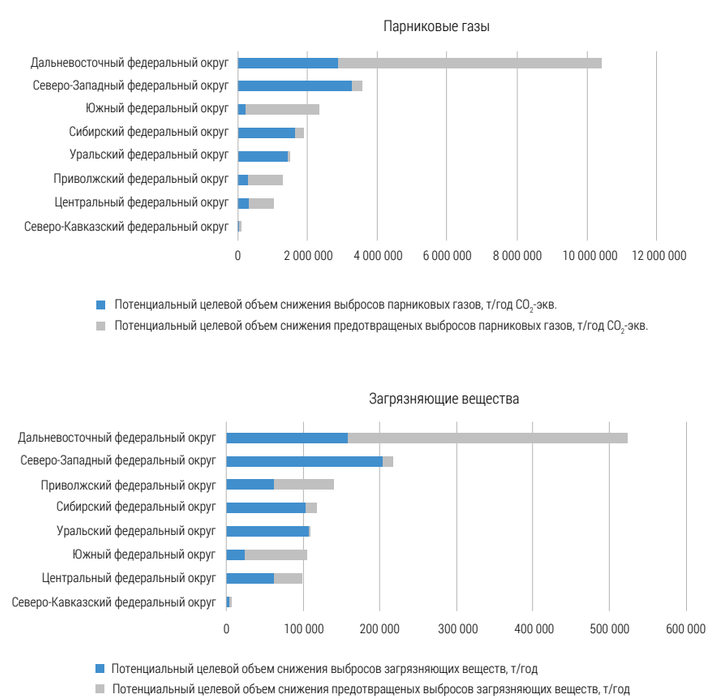


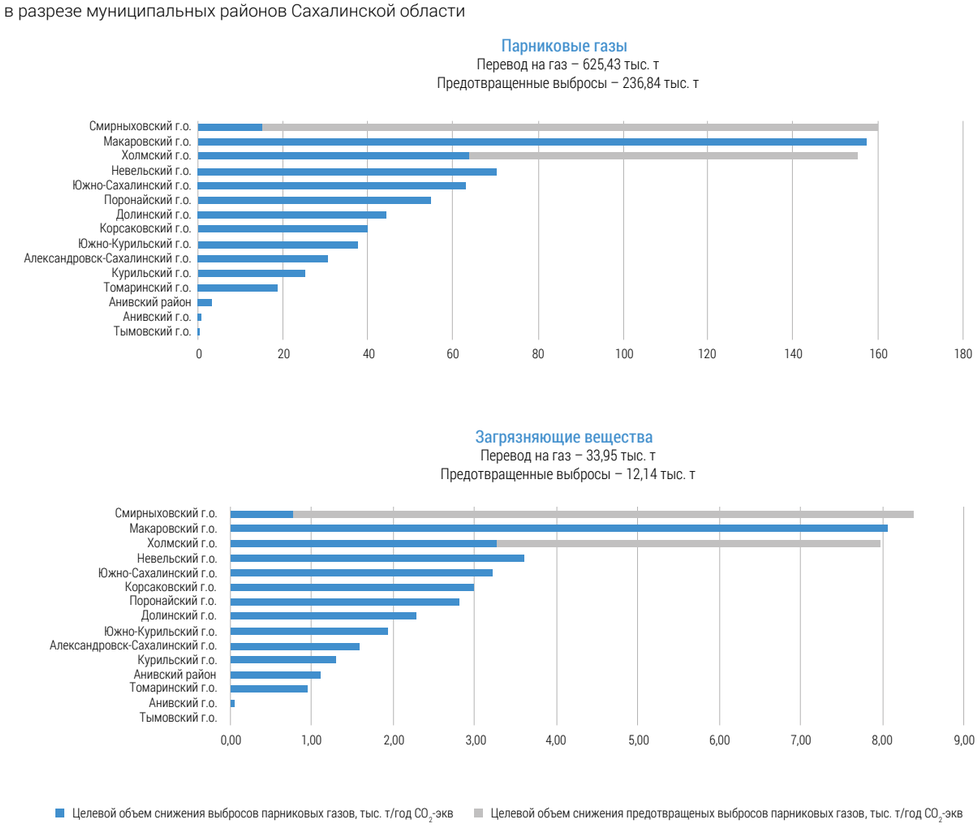
Рис. 6. Распределение целевых показателей снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ по федеральным округам Российской Федерации на 2035 г.

Из 25 перечисленных в перечне [24] населенных пунктов в программах газификации [23] присутствует только г. Южно-Сахалинск. Следует также отметить, что в соответствии с Федеральным законом [25] в Сахалинской области проходит эксперимент по сокращению выбросов парниковых газов. На рис. 7 показаны целевые потенциальные объемы снижения выбросов в Сахалинской области, в том числе в разрезе муниципальных образований.

Сравним целевые показатели снижения выбросов парниковых газов за счет развития газификации и ВИЭ. Согласно [26] выработка электрической энергии энергоустановками на базе ВИЭ в Единой энергосистеме (ЕЭС) в 2021 г. составила 5875,5 млн кВт·ч или 0,5% от общей выработки всех станций в ЕЭС. С учетом ввода мощностей в соответствии с [27] и [28] и сложившихся за 2021 г. КИУМ для ВЭС и солнечных электростанций прогнозная выработка электроэнергии за счет ВИЭ к 2028 г. должна увеличиться более чем в два раза и составить 13,45 млрд кВт·ч, что эквивалентно объему предотвращенных выбросов парниковых газов в 11,94 млн т/год CO_2-экв. Потенциальный объем снижения выбросов парниковых газов в связи с переводом потребителей на природный газ и предотвращенных выбросов парниковых газов по объектам программ газификации [23] к 2028 г. оценивается в 21,41 млн т/год CO_2-экв. Таким образом, несмотря на практически двукратное увеличение мощностей ВИЭ в течение последующих пяти лет, вклад развития газификации в улучшение качества окружающей среды в течение последующих пяти лет практически в два раза превышает вклад развития ВИЭ. И это без учета финансовых затрат.

Наряду с таким безусловным драйвером снижения уровня парниковых газов

Рис. 7. Целевые показатели снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ к 2035 г. в разрезе муниципальных районов Сахалинской области



и загрязняющих веществ как перевод потребителей на использование природного газа в качестве топлива большое значение имеет и повышение эффективности его использования. Поэтому для достижения комплексного экологического эффекта очень важным является синхронизация проводимой газификации с мероприятиями по повышению эффективности использования топлива потребителями.

В настоящее время в России еще используется большое количество паротурбинных ТЭС с низкими параметрами пара (давление 8,8÷12,8 МПа, температура не более 565 °С), что соответствует КПД менее 35%. Недостаточно используется комбинированная выработка тепла и электроэнергии на ТЭЦ, что также не дает повысить коэффициент полезного использования топлива до 85%. Большое число котельных физически изношены и морально устарели, их КПД зачастую не превышает 80%. Реконструкция и замена оборудования на таких ТЭС и котельных является существенным мероприятием повышения КПД и снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ.

Создание газоснабжающей инфраструктуры для газификации регионов Российской Федерации относится к стратегическим направлениям деятельности ПАО «Газпром».

ПАО «Газпром» проводит данную работу на основе генеральных схем газоснабжения и газификации и пятилетних программ развития газоснабжения и газификации совместно с Правительством РФ и администрациями субъектов РФ, в которых определены конкретные объекты газификации, сроки их строительства, оценка объемов инвестиций и источники финансирования. В соответствии с концепцией [29] «Газпром» совместно с регионами реализует программы по созданию условий для газификации потребителей в населенных пунктах.

При выполнении технико-экономической оценки реализации мероприятий по переводу потребителей на природный газ важно предусмотреть учет затрат на лечение по методикам оценки рисков для здоровья населения. Для оценки риска заболеваемости необходимо учитывать как краткосрочные, так и долгосрочные воздействия загрязнения воздуха. При дальнейшем развитии такой идеи подобные экономические модели позволят точнее учитывать затраты на лечение заболеваний, связанных с загрязнением воздуха. При этом необходимо будет учитывать не только прямые затраты на лечение, но и косвенные, такие как потеря трудоспособности и снижение продолжительности жизни.

ТЭС с выбросами CO_2
Источник: ArturVerkhovetskiy / depositphotos.com

Выводы

Одним из наиболее важных мероприятий по улучшению экологических показателей за счет снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ является газификация потребителей в различных регионах Российской Федерации.

Разработанные в рамках НИР [14] методические рекомендации по оценке потенциала снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ по объектам газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации позволяют выделить вклад газификации в снижение эмиссии парниковых газов.

Для достижения комплексного экологического эффекта важна синхронизация проводимой газификации с мероприятиями по повышению эффективности использования топлива потребителями.

Выполненная НИР [14] совместно с разработанными сценариями устойчивого развития ПАО «Газпром» до 2050 г., которые учитывают низкоуглеродный тренд мировой экономики [13] является наглядным примером комплексного экологического эффекта деятельности ПАО «Газпром» по газификации регионов Российской Федерации.

Использованные источники

1. *Ольга Белоглазова. Декарбонизация на паузе. Ускорится ли процесс после уроков энергокризиса? // Нефтегазовая вертикаль. № 9 (502), 2022. С. 92–96.*
2. *В.Н. Толмачев, С.Н. Кирюхин, М.А. Журавский, А.Р. Сибгатуллин. Оптимизация структуры энергетических комплексов на основе имитационного моделирования // Газовая промышленность. №11/698, 2013. С. 52–56.*
3. *Безруких П.П. Ветроэнергетика. (Справочное и методическое пособие). М.: – ИД «ЭНЕРГИЯ», 2010. – 320 с.*
4. *Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. Изд. 2-е доп. – СПб.: Наука, 2013. – 308 с.*
5. *Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 гг. (утверждены приказом Минэнерго России от 28 февраля 2022 г. № 146).*
6. *В Ростовской области построили первую ветроэлектростанцию [Электронный ресурс]. – URL: https://expertsouth.ru/news/v-rostovskoy-oblasti-postroili-pervuyu-vetroelektrostantsiyu/ (дата обращения: 27.04.2023).*
7. *Эксперты рассказали, как идет перевод российских ТЭЦ с угля на газ в условиях санкций [Электронный ресурс]. – URL: http://www.npsve.ru/press/newsenergy/9711/ (дата обращения: 27.04.2023).*
8. *Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований (утвержден Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.10.2021 № 1169).*
9. *Дегтярёв К.С., Залиханов А.М., Соловьёв А.А., Соловьёв Д.А. К вопросу об экономике возобновляемых источников энергии // Энергия: экономика, техника, экология. №10, 2016. С. 10–20.*
10. *Охрана окружающей среды в России. 2022: Стат. сб./Росстат. М., 2022. – 115 с.*
11. *Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации [Электронный ресурс]. – URL: https://www.mnr.gov.ru (дата обращения: 27.04.2023).*
12. *Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года».*
13. *Разработка сценариев устойчивого развития ПАО «Газпром» до 2050 г. с учетом низкоуглеродного тренда мировой экономики.*
14. *Комплексный анализ и оценка потенциала снижения выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ по объектам программ развития газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации на период 2021-2025 гг. с учетом перспектив развития газификации до 2035 г.*
15. *План осуществления на территории Республики Коми научно-технической деятельности экологического развития Российской Федерации и климатических изменений (утвержден распоряжением правительства Республики Коми от 16.05.2022 №167-р).*
16. *Методика количественного определения объема выбросов парниковых газов (утверждена приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371).*
17. *Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов (утверждены приказом Минприроды России от 29.06.2017 № 330).*
18. *Методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации (утверждены распоряжением Минприроды России от 16.04.2015 № 15-р).*
19. *Порядок подготовки кадастра антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов (утвержден приказом Минприроды России от 25.04.2022 № 298).*
20. *Порядок формирования и функционирования российской системы оценки антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов (утвержден приказом Росгидромета от 30.06.2006 № 141).*
21. *Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 т пара в час или менее 20 Гкал в час (с учетом Методических писем НИИ «Атмосфера» № 335/33-07 от 17.05.2000 г., № 680/33-07 от 29.09.2000 г. и №838/33-07 от 11.09.2001 г.). Москва, 1999.*
22. *РД 34.02.305-98. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС.*
23. *Программа развития газоснабжения и газификации на период 2021-2025 гг. [Электронный ресурс]. – URL: https://www.gazprommap.ru/program (дата обращения: 27.04.2023).*
24. *Перечень городских поселений и городских округов с высоким и очень высоким загрязнением атмосферного воздуха, дополнительно относящихся к территориям эксперимента по квотированию выбросов загрязняющих веществ (за исключением радиоактивных веществ) в атмосферный воздух на основе сводных расчетов загрязнения атмосферного воздуха (утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 07.07.2022 г. № 1852-р).*
25. *Федеральный закон от 06.03.2022 г. № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации».*
26. *Отчет АО «Системный оператор Единой энергетической системы» о функционировании ЕЭС России в 2021 г.*
27. *Отчет АО «Системный оператор Единой энергетической системы» о функционировании ЕЭС России в 2022 г.*
28. *Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 гг. (утверждены приказом Минэнерго России от «28» февраля 2023 г. № 108).*
29. *Концепция участия ОАО «Газпром» в газификации регионов Российской Федерации (утверждена постановлением правления ОАО «Газпром» от 30.11.2009 г. № 57).*

УДК 621.039, 621.311 DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_42 EDN: JCPOIQ

Перспективы применения литий-ионных СНЭЭ на АЭС

Prospects for the use of lithium-ion energy storage systems at nuclear power plants

Алексей ЕФИМОВ
Главный эксперт отдела главного инженера, АО «Прорыв»
E-mail: eaol@pnproryv.ru

Aleksei EFIMOV
Chief expert, Department of Chief Engineer, Proryv JSC
E-mail: eaol@pnproryv.ru

Александр МАКСИМОВ
Начальник отдела главного инженера, АО «Прорыв», к. ф.-м. н.
E-mail: mayu@proryv2020.ru

Aleksandr MAKSIMOV
Head of Department, Department of Chief Engineer, Proryv JSC
E-mail: mayu@proryv2020.ru

Роман ФРОЛОВ
Руководитель направления, ООО «РЭНЕРА»

Roman FROLOV
Head of direction, LLC «RENERA»

Дмитрий ЛЕБЕДЕВ
Руководитель проекта, ООО «РЭНЕРА»

Dmitry LEBEDEV
Project Manager, RENERA LLC

Курская АЭС *Источник: «Росатом»*

Аннотация. В статье представлена информация о спектре существующих и перспективных технологий накопления энергии, краткое описание эволюции литий-ионной технологии, их доступность, популярность, аспекты безопасности. Рассмотрены перспективы применения литий-ионных накопителей энергии в атомной отрасли.
Ключевые слова: аккумулятор, система накопления электрической энергии, регулирование частоты, нормативно-техническая документация.

Abstract. The article provides information on the range of existing and promising energy storage technologies, a brief description of the evolution of lithium-ion technology: availability, popularity, safety aspects. The prospects of using lithium-ion energy storage devices in the nuclear industry are considered.
Keywords: battery, electric energy storage system, frequency regulation, regulatory and technical documentation.

Применение систем накопления электроэнергии открывает возможности улучшения экономических показателей функционирования атомных станций

Нововоронежская АЭС
Источник: rekonenergo.ru

В последние десятилетия в составе и структуре электроэнергетических систем (энергосистем) происходят существенные качественные изменения. Прежде всего это связано со значительной и неуклонно возрастающей долей генерации с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и развитием распределённой генерации. Учитывая стохастический характер ВИЭ-генерации, её полную зависимость от погодных условий, а также в связи с нестабильным характером потребления электроэнергии в разрезе суток для гарантированного обеспечения баланса мощности необходим соответствующий объём резервной мощности, который в настоящее время реализуется в основном за счёт традиционной генерации. Отечественная практика прежних многолетних периодов генерации энергии на атомных электростанциях (АЭС) в традиционном базовом режиме в современных условиях постепенно пересматривается, а проекты новейших российских АЭС предусматривают нестационарные режимы электрогенерации как в периоды суточных колебаний мощности, так и при регулировании частоты энергосистемы. Отсутствие требований к АЭС о необходимости работы в режимах с изменением генерируемой мощности в современной практике присуще только энергоблокам АЭС, сооруженным по устаревшим проектам (РБМК, БН-600).

Радикально проблема может быть решена при помощи широкого внедрения буферных систем накопления электрической энергии (СНЭЭ), интенсивно развивающихся в последнее время. Как отмечено

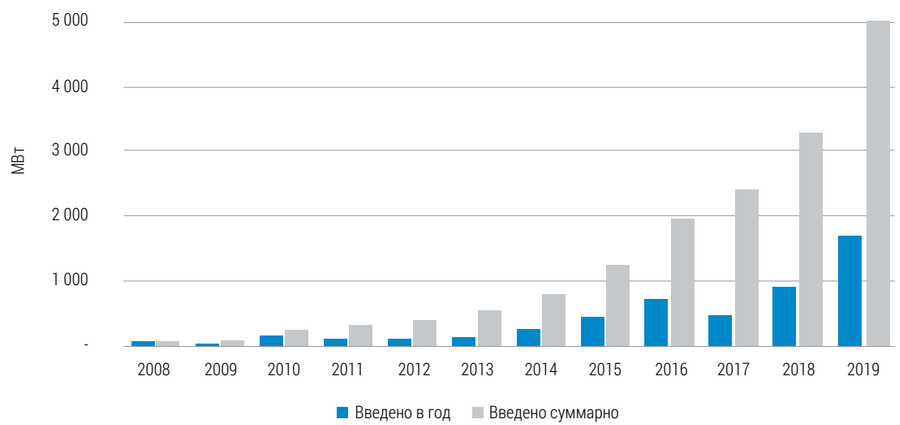


Рис. 1. Динамика ввода СНЭЭ в мире в период с 2008 по 2019 гг.

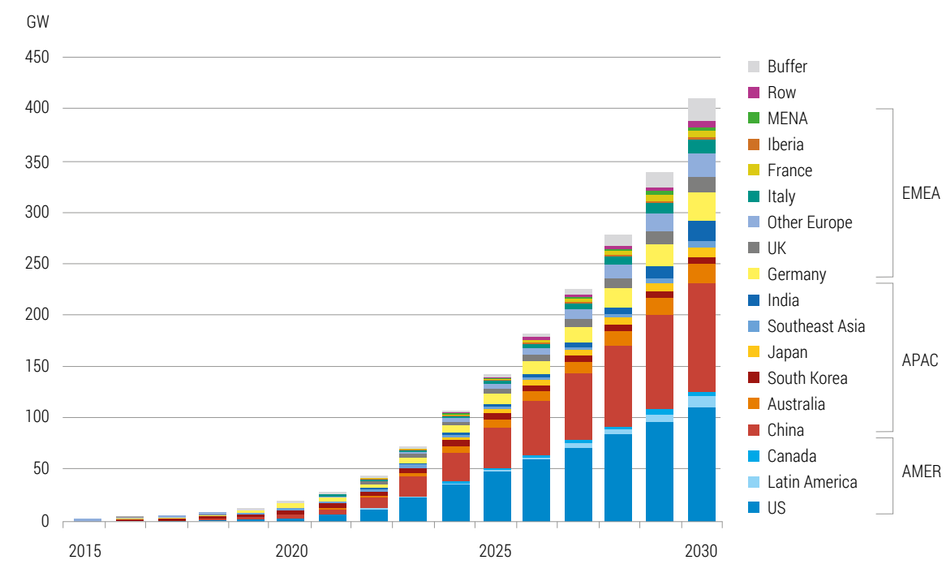
Источник: [2]

в [1, 9], функциональность СНЭЭ является предпосылкой изменений, повышающих надёжность и эффективность энергосистем. Применение СНЭЭ также открывает возможности улучшения экономических показателей их функционирования.

Система накопления электрической энергии (СНЭЭ) представляет собой комплекс оборудования, способный извлекать электрическую энергию из энергосистемы, хранить ее и отдавать обратно. В зависимости от формы хранения энергии, СНЭЭ разделяют на виды [9]:

- электрохимические (аккумуляторные батареи различных типов, проточные батареи);
- электрические (суперконденсаторы, сверхпроводящие индуктивные накопители);
- механические (маховики, гравитационные накопители, накопители энергии, использующие сжатые газы, гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС));
- тепловые (тепловые накопители);
- химические (водородные).

Рис. 2. Изменение суммарной установленной мощности СНЭЭ в мире



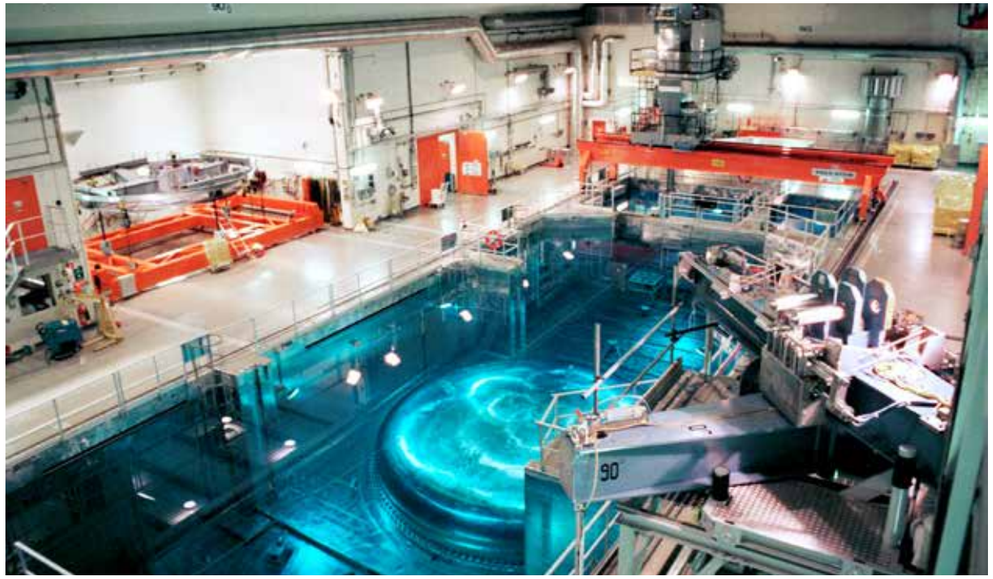
В настоящее время наибольшее распространение получили СНЭЭ на основе литиевых аккумуляторных батарей и суперконденсаторов, проточных батарей (редокс-накопителей), ГАЭС, маховиков и накопителей энергии, использующих сжатые газы.

СНЭЭ являются одним из самых быстрорастущих секторов электроэнергетики: за период с 2008 по 2019 гг. введенная мощность выросла в 48 раз, среднегодовые темпы роста составили 47% (см. рис. 1) [2].

По оценке [3] к 2030 г. мировая суммарная мощность и энергоемкость СНЭЭ составит 411 ГВт и 1194 ГВт·ч соответственно, что в 45 раз по мощности и в 70 раз по энергоёмкости больше, чем на начало 2019 г. – 9 ГВт и 17 ГВт·ч (рис. 2).

Рост интереса к тематике СНЭЭ в отечественной научно-технической среде начался в конце 1960-х гг., что соответствовало аналогичным процессам в мировом сообществе. Однако экономическая ситуация в стране в конце XX века не способствовала развитию этого направления энергетики. Из крупных проектов необходимо отметить строительство на территории РФ Кубанской и Загорской ГАЭС.

За последние десятилетия ряд технологий накопления электрической энергии достиг уровня практического применения. Одновременно с этим значительно снизилась стоимость основных компонентов (аккумуляторов, силовых преобразователей), что, в свою очередь, повысило рентабельность проектов с применением СНЭЭ. Потенциально высокие экономические показатели, а также стремительно растущая популярность электромобилей резко увеличили интерес к тематике СНЭЭ, в том числе в России.



Реакторный цех АЭС

Источник: novyefoto.ru

Увеличение спроса на СНЭЭ привело к появлению новых компаний, выводящих продукцию на рынок, что стимулирует конкуренции в форме совершенствования технологий, оптимизации производства, улучшению технических показателей.

В настоящее время в России идет процесс формирования нормативно-технической и нормативно-правовой базы, регламентирующей процессы разработки, производства и применения СНЭЭ.

В энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. [4] оборудо-

Проекты новейших российских АЭС предусматривают нестационарные режимы электрогенерации как в периоды суточных колебаний мощности, так и при регулировании частоты энергосистемы

вание и технологии для СНЭЭ, в том числе аккумуляторные батареи, топливные элементы, входит в перечень технологического оборудования, востребованного организациями топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, создание или локализация производства которого необходимы на территории РФ до 2035 г.

Согласно исследованию [5], мировая средняя стоимость литий-ионного аккумулятора за период с 2010 по 2020 гг. снизилась на порядок (см. рис. 3).

Энергоемкие доступные аккумуляторные батареи имеют важное значение для постепенного отказа мировой экономики от ископаемого топлива. До недавнего времени этот процесс не мог осуществляться без существенных государственных субсидий и специальных «зелёных» тарифов.

По оценкам мировых аналитических исследований, к 2024 г. цены на аккумуляторные батареи снизятся до 100 долл. за кВт·ч [6].

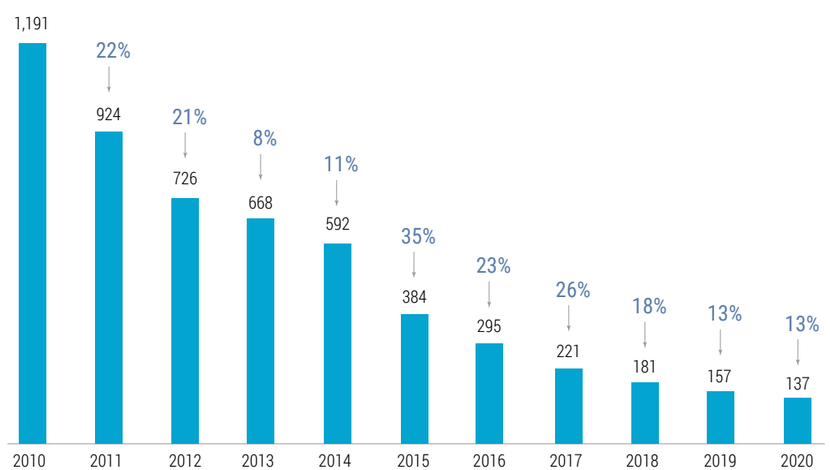
Аналогичны прогнозы динамики изменения стоимостей комплексов СНЭЭ. Увеличивающаяся популярность, единичные мощности, расширение номенклатуры и появление конкурирующих производителей неизбежно должны привести к снижению удельной стоимости производства таких систем. Это относится как к накопительной части системы, так и к преобразующей (инверторной).

Энергия аккумулируется в СНЭЭ разного типа с разной эффективностью. Рациональность применения каждого типа СНЭЭ определяется спецификой задач. На рис. 4 представлено распределение различных технологий накопления электрической энергии по мощности и энергоемкости.

Атомная энергетика – это отрасль, которая балансирует на грани использования консервативных, проверенных временем технических решений, с одной стороны, и концептуально новых и прогрессивных достижений науки и техники, с другой.

Для отечественной атомной отрасли практически неизменными являются подходы к проектированию и сооружению систем аварийного электроснабжения (САЭ). Как правило, это свинцово-кислотные аккумуляторные батареи (СКАБ) в качестве источника постоянного тока, и дизель-

Рис. 3. Динамика снижения средних цен на литиевые аккумуляторы



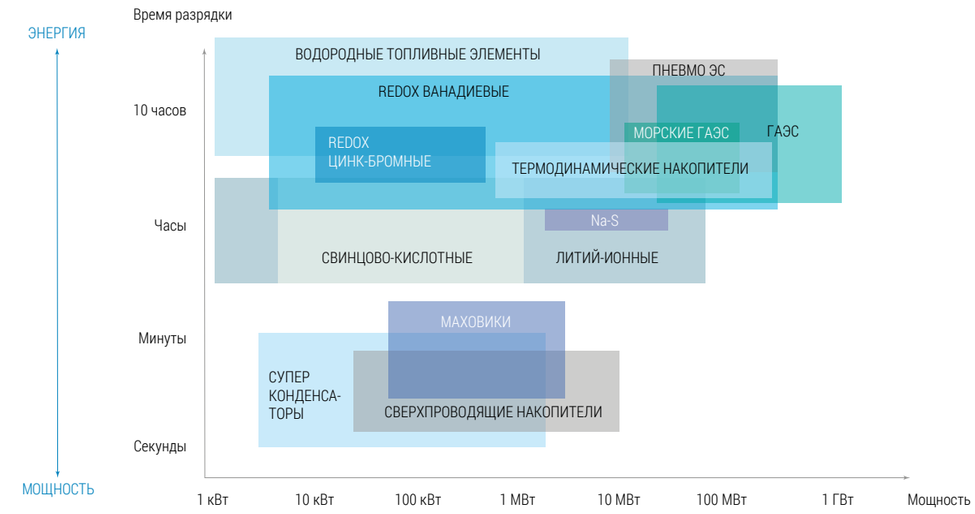


Рис. 4. Распределение различных технологий накопления электрической энергии по основным характеристикам

генераторные установки (ДГУ) в качестве источника переменного тока.

В настоящий момент, в качестве альтернативы используемым в составе систем надёжного (аварийного) электроснабжения АЭС – ДГУ, можно рассмотреть технологию накопления энергии в литий-ионных аккумуляторах (ЛИА), укомплектованных автоматизированными системами заряда и поддержания состояния АБ, контроля и управления.

К достоинствам таких накопителей энергии можно отнести хорошую масштабируемость энергоемкости, высокие показатели надёжности (референтность в общей мировой промышленности), высокую скорость реакции на возникнувшую потребность в запасённой энергии, хорошие удельные характеристики, приемлемый ресурс и постоянно снижающаяся цена. Кроме того, систему с необходимой энергоемкостью можно скомплектовать из модулей-контейнеров заводского (транспортного) исполнения и, тем самым, отказаться от капитального возведения зданий ДГУ.

К недостаткам ЛИА-накопителей энергии можно отнести малые емкости единичного аккумулятора, что приводит к необходимости собирать батареи из большого количества элементов, и, следовательно, к увеличению общей площади застройки. При этом возрастает доля неосновных подсистем, как в стоимости, так и массогабаритных показателях всего изделия. С другой стороны, большое количество параллельных модулей СНЭЭ повышает надёжность системы в целом. На рис. 5 приведено масштабное сравнение занимаемой площади здания ДГУ (без учета емкостей запаса топлива) и поля из модулей СНЭЭ, реализованного в форм-факторе 40-футовых морских контейнеров (см. рис. 6) в одноярусном исполнении для источника переменного тока электрической мощностью 1 МВт и ёмкостью 72 МВт·ч.

С учетом вышеизложенного необходимо констатировать текущую нецелесо-

Наибольшее распространение получили СНЭЭ на основе литиевых аккумуляторных батарей и суперконденсаторов, редокс-накопителей, ГАЭС, маховиков и накопителей энергии, использующих сжатые газы

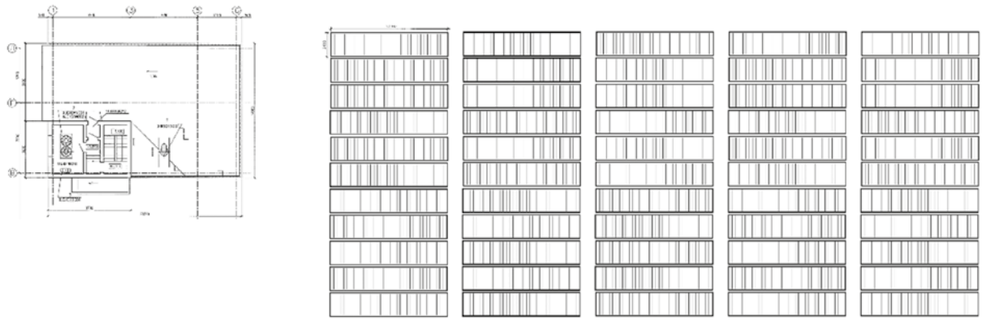


Рис. 5. Сравнение площади занимаемой традиционной ДГУ АЭС (слева) и альтернативная СНЭЭ в контейнерном исполнении (справа)

образность замены ДГУ на ЛИАБ из-за существенного роста размеров зданий и сооружений АЭС, а также занимаемой площади. Предварительные проработки в части оценки стоимости альтернативы ДГУ в виде СНЭЭ аналогичных параметров, обеспечивающей надежным электроснабжением энергоблок в течение не менее 72 часов, показывают десятикратное увеличение капитальных затрат. Это также отрицательно сказывается на принятие решения о применении новой технологии в САЭ АЭС.

В отношении замены СКАБ на СНЭЭ на базе ЛИАБ, наоборот, аналитические исследования [6] показывают абсолютное преимущество над традиционными решениями как со стороны экономической целесообразности (капитальные и эксплуатационные затраты), так и с точки зрения сокращения размеров помещений аккумуляторного хозяйства. Кроме того, при отказе от традиционных решений на основе СКАБ исключается проблема обеспечения водородной взрывопожаробезопасности.

В качестве еще одного направления применения СНЭЭ может рассматриваться расширение функциональных возможностей проектов АЭС в части оказания услуг по обеспечению системной надежности энергосистем.

Системная надежность – способность электроэнергетической системы (ЭЭС) выполнять функции по производству, передаче, распределению электроэнергии и электроснабжению потребителей в требуемом количестве и нормируемого качества путем технологического взаимодействия системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС), генерирующих установок, магистральных электрических сетей, центров питания электрических сетей региональных электросетевых компаний и крупных потребителей [11].

Рис. 6. Внешний вид модуля СНЭЭ в контейнерном исполнении

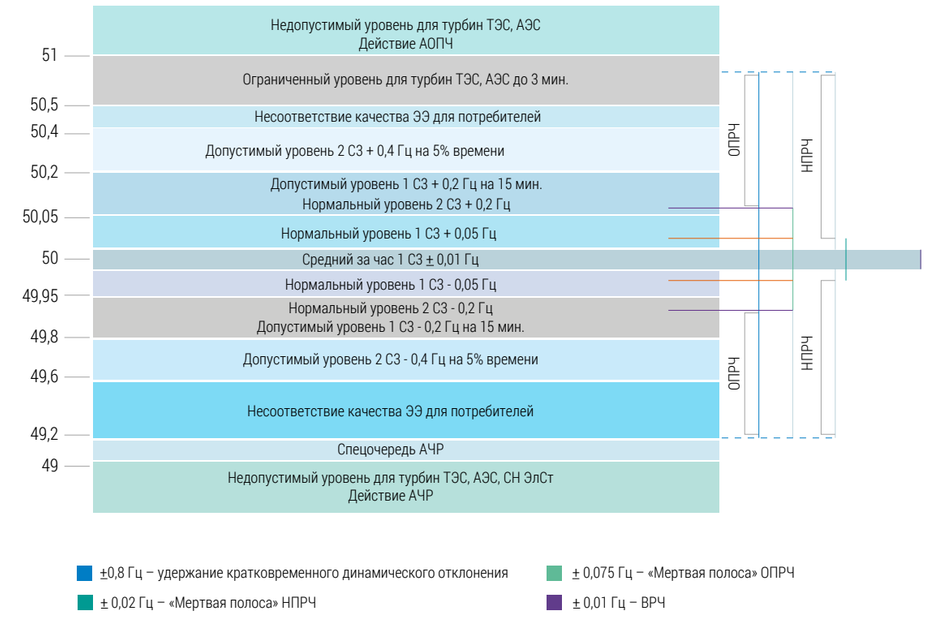


Рис. 7. Допустимые отклонения частоты и настроек «мертвых зон» регуляторов

В частности, под системной надежностью понимается способность удовлетворять в любой момент времени общий спрос на электроэнергию в соответствии с техническими условиями поставки в отношении качественных и количественных показателей надежности и качества поставляемой электроэнергии (мощности).

Одним из основных общесистемных и критически важных параметров является частота электрического тока. Частота оказывает влияние на режимы работы энергетического оборудования электростанций (вибрации, износ турбин и т. д.); нагрузку (на изменение производительности); возможность возникновения развивающихся аварийных процессов, таких, как «лавины частоты»; параметры схемы, например, изменение величин индуктивных и емкостных сопротивлений.

Частота в энергосистеме регулируется путем воздействия на генерируемые активные мощности электростанций и/или потребляемые активные мощности (в нормальных режимах это ценозависимое потребление или регулирование спроса, в аварийных режимах – отключение части нагрузки).

Регулирование частоты и перетоков мощности осуществляется непрерывно с использованием первичного общего и первичного нормированного, вторичного и третичного регулирования.

Требования к допустимым отклонениям частоты для первой и второй синхронных зон, настройки «мертвых зон» регуляторов, области недопустимых отклонений частот и действия противоаварийной автоматики представлены на рис. 7.

Из рисунка можно видеть, что требования к допустимым отклонениям частот и требования к настройкам систем, регулирующим частоту в энергосистеме (пороги начала работы – «мертвые зоны»), разные, но согласованы между собой общей иерархической концепцией регулирования.

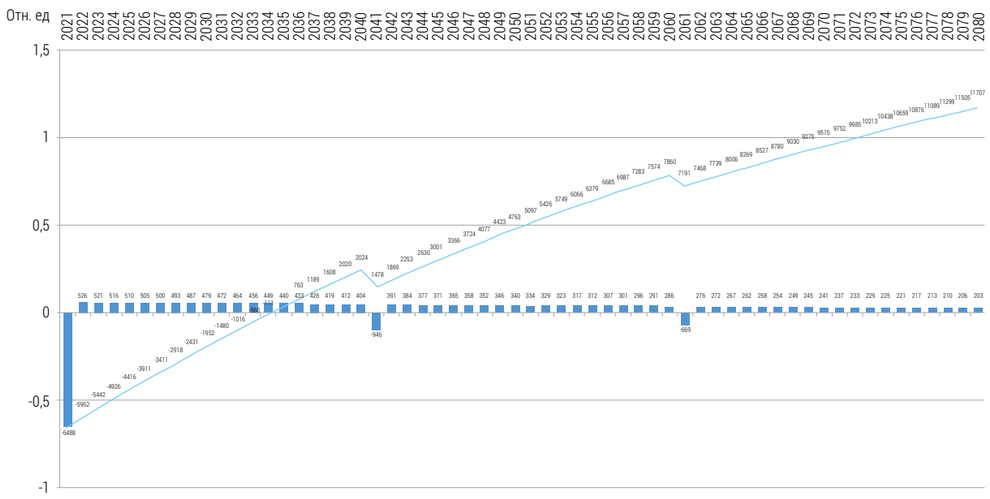


Рис. 8. Чистый дисконтированный доход от внедрения СНЭЭ в СВМ энергоблока с РБН (при ставке дисконтирования 5%)

В современной практике энергоблоки АЭС, сооруженные по проектам поколения «3+» [7] и участвующие в регулировании частоты сети, обязаны постоянно нести нагрузку на сниженном уровне мощности (2–5%) из-за требования постоянного наличия «горячего резерва» для мгновенного подъема или сброса в установленном диапазоне в случае отклонения частоты за пределы «зоны нечувствительности». В данном случае возникает несколько негативных факторов как с экономической точки зрения: энергоблок постоянно работает недогруженным, т. е. с пониженным КИУМ, так и с технологической точки зрения: для крупногабаритного энергетического оборудования нежелательна продолжительная работа на отличающихся от номинального уровнях мощности. Также повышенные значения циклических нагрузок резко отрицательно сказываются на ресурсе и надежности работы такого оборудования.

За последние десятилетия ряд технологий СНЭЭ достиг уровня практического применения. Одновременно значительно снизилась стоимость основных компонентов, что повысило рентабельность проектов

В качестве решения описанной задачи была рассмотрена схема работы энергоблока в комплексе с СНЭЭ определенных параметров, обеспечивающих первичное регулирование частоты (ПРЧ). Иными словами, рассмотрен принцип, аналогичный принципу параллельного гибрида из автомобильной промышленности. Основными преимуществами выбранной схемы являются:

- постоянная стационарная работа энергоблока на номинальном уровне мощности (максимальный КИУМ);
- стационарная работа крупного энергетического оборудования без скачков технологических параметров (максимальный коэффициент готовности);
- участие энергоблока в ПРЧ (выполнение нормативных требований и оплата за участие в ПРЧ);
- повышение стабильности и надежности ЕЭС за счёт быстродействия и точности СНЭЭ при запросе от системного оператора.

При экономической оценке целесообразности реализации подобной схемы в разрезе проектного срока службы современных АЭС, а также ресурса и потребности периодического обновления ЛИАБ, показана экономическая целесообразность такого решения. В относительных величинах чистый дисконтированный доход при ставке дисконтирования от 0 до 8% может достигать от 36 до 1,6% соответственно от стоимости капитальных затрат на сооружение 1 энергоблока с реактором на быстрых нейтронах (РБН). Пример графика доходности представлен на рис. 8.

Таким образом, рассмотрение на базе актуальных стоимостных и технологических характеристик показало, что:

- себестоимость СНЭЭ на базе ЛИАБ имеет тенденцию к постоянному снижению, что делает доступными решения крупномасштабных энергетических задач;
- параметры литий-ионных аккумуляторных батарей постоянно совершенствуются, плотность хранения энергии повышается, что позволяет реализовывать компактные, гибкие и мощные энергетические решения;

Энергоблоки АЭС поколения «3+», участвующие в регулировании частоты сети, обязаны нести нагрузку на сниженном уровне мощности (2-5 %) из-за требования постоянного наличия «горячего резерва»

- доступность литий-ионных технологий позволяет реализовывать самые амбициозные проекты благодаря развитию и увеличению конкуренции среди поставщиков систем, в т. ч. отечественных.

Необходимо отметить, что, как и любая новая технология, применяемая на АЭС, СНЭЭ на базе ЛИАБ столкнутся с рядом трудностей разрешительного характера. Прямого запрета в нормах и правилах федерального уровня на использование ЛИАБ в структуре САЭ АЭС не существует. В России идет процесс формирования нормативно-технической и нормативно-

Накопители с аккумуляторами производства завода Лиотех *Источник: estorsys.ru*

правовой базы, регламентирующей процессы разработки, производства и внедрения СНЭЭ на объектах энергетики. В настоящее время техническое регулирование СНЭЭ в РФ осуществляется национальными стандартами. Кроме того, в законодательстве РФ были внесены изменения, согласно которым СНЭЭ могут участвовать в услугах по нормированному первичному регулированию частоты, услугах по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности, а также услугах по управлению спросом на электрическую энергию. Работа СНЭЭ как элемента энергосистемы может регламентироваться в двух аспектах – организационно-правовом и техническом. К регламентирующим документам относятся нормативные правовые акты (НПА) и документы по стандартизации. К первым относятся федеральные законы, постановления Правительства Российской Федерации и приказы федеральных органов исполнительной власти с утвержденными актами правилами, указаниями и др. Ко вторым относятся межгосударственные и национальные стандарты (ГОСТ, ГОСТ Р), предварительные национальные стандарты (ПНСТ), стандарты организаций и другие документы, предусмотренные [12].

Поскольку любая новая технология, внедряемая на АЭС, должна быть апробирована, то, кроме анализа экономической эффективности, необходимы исследования безопасности применения СНЭЭ на АЭС

Следует отметить, что развитие отрасли СНЭЭ является предметом внимания со стороны государства, что нашло свое отражение в соответствующих документах стратегического планирования. Так, оборудование и технологии для СНЭЭ включены в перечень технологического оборудования, востребованного организациями топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, создание или локализация производства которого необходимы на территории Российской Федерации до 2035 г. [13], в План мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности Российской Федерации [14]. Кроме того, на уровне Правительства РФ и федеральных органов исполнительной власти были утверждены План мероприятий развития отрасли систем накопления энергии в Российской Федерации на период до 2030 г. [15], а также Перспективная программа стандартизации по приоритетному направлению «Системы накопления энергии» на период 2022–2026 гг. [16].

Производство аккумуляторов

Источник: gk-kaz.ru

Поскольку любая новая технология, внедряемая на АЭС, должна быть апробирована [17], то, кроме анализа экономической эффективности, безусловно необходимы дальнейшие исследования безопасности применения СНЭЭ на базе ЛИАБ в системах АЭС, в том числе в свете примеров возникновения пожаров на транспорте с использованием ЛИАБ [10].

Выводы

Технологии СНЭЭ развиваются и имеют перспективы для применения, в том числе в атомной отрасли, использующей, как правило, проверенные, референтные решения. Замещение свинцово-кислотных АБ в системах САЭ АЭС при настоящем уровне развития мировой отрасли ЛИАБ выгодно с точки зрения, как экономики, так и компоновки. Применение СНЭЭ положительно влияет на стабильность и надежность энергосистем и экономически эффективно применительно к АЭС.

Отечественные решения ЛИАБ общепромышленного назначения уже применяются в системах оперативного постоянного тока на электрических подстанциях. В то же время, отсутствуют отечественные опыт и методики проектирования СНЭЭ больших энергоемкости и мощности (более ~100 МВт·ч и ~10 МВт соответственно), а также существует ряд нормативных пробелов для использования ЛИАБ на АЭС.

Использованные источники

1. *Бердников Р. Н., Фортов В. Е., Сон Э. Е. Деньщиков К. К., Жук А. З., Новиков Н. Л., Шакарян Ю. Г. Гибридный накопитель электроэнергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов // Энергия Единой сети. № 2, 2013. С. 40–51.*
2. *Холкин Д.В., Корев Д.А., Аамов А.Ю. и др. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры // Экспертно-аналитический отчет. ИЦ Энерджинет, Москва 2019.*
3. *Global Energy Storage Market to Grow 15-Fold by 2030 [Электронный ресурс]. Bloomberg NEF. – URL: https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-to-grow-15-fold-by-2030/*
4. *Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 г. № 1523-р.*
5. *This Is the Dawning of the Age of the Battery [Электронный ресурс]. – URL: https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-12-17/this-is-the-dawning-of-the-age-of-the-battery*
6. *Battery Pack Prices Cited Below $100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at $137/kWh [Электронный ресурс]. – URL: https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh*
7. *Реакторы поколения 3+/ «Атомная энергия 2.0» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.atomic-energy.ru/III-plus-Generation-Reactors*
8. *ГОСТ Р 58092.2.1-2020. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Параметры установок и методы испытаний.*
9. *Нестеренко Г.Б., Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Коротков И.Ю., Рудюк И.Ф. Системы накопления электрической энергии. Возможное применение и проблемы развития // XI Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи – 2020». Ставрополь, 2020.*
10. *Сгоревшее судно Fremantle Highway с 3,8 тысячами авто отбуксировано в порт // Российская газета // https://rg.ru/2023/08/04/sgorevshee-sudno-fremantle-highway-s-38-tysiachami-avto-otbuksirovano-v-port.html*
11. *Глоссарий СО ЕЭС. – URL: https://www.so-ups.ru/functioning/glossary/*
12. *Федеральный закон от 29.06.2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».*
13. *Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 г. № 1523-р «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г.».*
14. *Приказ Минпромторга России от 02.07.2021 г. № 24222.*
15. *План мероприятий развития отрасли систем накопления энергии в Российской Федерации на период до 2030 г. от 30.11.2021 г. № 12844п-П51.*
16. *Минпромторг утвердил программу стандартизации систем накопления энергии // Российская газета. – URL: https://rg.ru/2022/04/17/minpromtorg-utverdil-programmu-standartizacii-sistem-nakopleniia-energii.html?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop&utm_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2Fnews%2Fsearch%3Ftext%3D*
17. *Общие положения обеспечения безопасности атомных станций НП-001-15. Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 декабря 2015 г. № 522.*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_54 EDN: JOTMTC

Проблемы и перспективы энергетического сотрудничества России со странами Восточной Азии

Problems and prospects for energy cooperation between Russia and East Asian countries

Алексей МАСТЕПАНОВ
Главный научный сотрудник ИПНГ РАН, д. э. н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, академик РАЕН
E-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey MASTEPANOV
Chief Researcher of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Dr. of economic sci., professor of the National University of Oil and Gas («Gubkin University»), academician of the Russian Academy of Natural Sciences
E-mail: amastepanov@mail.ru

НПЗ в Китае

Источник: TTstudio / depositphotos.com

Аннотация. В статье рассмотрены проблемы и перспективы энергетического сотрудничества России со странами Восточной Азии, становление понимания необходимости диверсификации экспорта российских энергоресурсов, ухода от зависимости от европейского рынка и «поворота на Восток», стратегические направления такого поворота в новых геополитических условиях. Показаны особенности энергетических рынков Восточной Азии и энергетического сотрудничества с основными странами региона. Дан краткий анализ внешнеэкономической политики России в энергетической сфере в этом регионе до 2022 г. и сделан вывод, что в новых геополитических условиях масштабное энергетическое сотрудничество России с развитыми государствами этого региона представляется невозможным, необходим поиск новых рынков и новых партнёров. Исследованы основные проблемы энергетического сотрудничества России со странами Восточной Азии и разработаны предложения по их преодолению.
Ключевые слова: энергетические рынки, энергетическое сотрудничество, энергетическая безопасность, инновационно-технологическое сотрудничество, диверсификация экспортных поставок, развитие энергетической инфраструктуры, природный газ, СПГ, Восточная Азия, Россия, Китай, Вьетнам.

Abstract. The article discusses the problems and prospects of energy cooperation between Russia and the countries of East Asia – the formation of an understanding of the need to diversify the export of Russian energy resources – the country's withdrawal from dependence on the European market and the «turn to the East»; strategic directions of such a turn in the new geopolitical conditions. The features of the energy markets of East Asia and energy cooperation with the main countries of the region are shown. A brief analysis of Russia's foreign economic policy in the energy sector in this region until 2022 is given. and it is concluded that in the new geopolitical conditions, large-scale energy cooperation between Russia and the developed countries of this region seems impossible, and the search for new markets and new partners is necessary. The main problems of Russia's energy cooperation with the countries of East Asia have been investigated and proposals have been developed to overcome them.
Keywords: energy markets, energy cooperation, energy security, innovation and technological cooperation, diversification of export supplies, development of energy infrastructure, natural gas, LNG, East Asia, Russia, China, Vietnam.

Восточная Азия является одним из крупнейших макрорегионов планеты, наиболее динамично развивающимся геополитическим пространством мира

О необходимости развития энергетического сотрудничества России со странами Восточной Азии и ухода от зависимости страны от европейского рынка («повороте на Восток») отечественные специалисты, в том числе и автор статьи, говорили и писали задолго до последних геополитических событий. Так, ещё в 1995 г. в рамках разработки первой Энергетической стратегии России, проводимой специально созданной для этого Межведомственной комиссией под председательством министра топлива и энергетики России Ю. К. Шафраника, мы пришли к выводу о необходимости диверсификации экспортных рынков страны. Одной из задач эта энергостратегия как раз и ставила продвижение российских энергоресурсов на новые зарубежные

рынки [1, 2]. О необходимости формирования нового – восточного – направления говорилось и в Энергетической стратегии Сибири, подготовленной в 1997–1998 гг. Минтопэнерго России, Межрегиональной ассоциацией «Сибирское соглашение» и Сибирским отделением РАН [3]. В последующих редакциях Энергетической стратегии (2000 и 2003 гг. и более поздних) эта задача была развёрнута и звучала так: в целях поддержания энергетической и экономической безопасности Россия будет стремиться диверсифицировать направления экспорта энергоресурсов с развитием восточного и южного направлений экспортных потоков российских энергоносителей, прежде всего в страны Северо-Восточной Азии, и последующим увеличением удельного веса этих направлений в географической структуре экспорта энергоресурсов [4, 5].

И в целом ряде своих дальнейших работ автор неоднократно подчёркивал, что точно так же, как Евросоюз, ратуя за укрепление своей энергетической безопасности, справедливо выступает за диверсификацию источников снабжения энергоресурсами, Россия должна – для обеспечения своей энергетической безопасности – принимать все необходимые меры в целях диверсификации экспортных потоков российских энергоносителей[1].

В 1990-е гг. отечественные специалисты сформулировали и основные направления возможного сотрудничества России со странами Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии [8, с. 174]:

- совместное освоение топливно-энергетических ресурсов в восточных районах России, в том числе на шельфах тихоокеанских морей;
- доступ к нефтегазовым ресурсам и совместное их освоение на территории зарубежных стран региона;
- создание транснациональных систем передачи энергоресурсов на большие и сверхбольшие расстояния (трубопроводные системы, ЛЭП);
- оказание помощи отдельным государствам региона в становлении и развитии их национальных ТЭК;
- создание электрогенерирующих мощностей (в том числе на базе нового поколения атомных реакторов) и распределительных сетей электропередач.

Штаб-квартира Petronas в Куала-Лумпуре *Источник: mykaleidoscope.ru*

[1] См., напр., [6, 7].

В 2012–2015 гг. исследования, проведенные Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН применительно к странам Северо-Восточной Азии, показали, что наибольшие перспективы имеют следующие направления энергетического сотрудничества с ними [9]:

- развитие традиционной, в том числе – углеводородной энергетики;
- развитие атомной энергетики;
- энергоэффективность и энергоэффективные технологии;
- возобновляемая энергетика, включая новые технологии и материалы для этой отрасли и технологии накопления и хранения энергии.

Причём, каждое из этих направлений включает как экономические, так и инновационно-технологические аспекты.

Идеи диверсификации нашли свое отражение в нескольких проектах, таких как СП «Вьетсовпетро». СРП «Сахалин-1», «Сахалин-2», однако реальные шаги в реализации программных задач, сформулированных в Энергетической стратегии России, стали предприниматься не в благоприятных условиях начала 2000-х гг., а гораздо позже. Строительство первой очереди ВСТО началось только в апреле 2006 г., а работы по строительству ВСТО-2 – в 2010 г. В 2009 г. начал работу первый в России завод по производству сжиженного природного газа (СПГ). Создан ряд специализированных и универсальных терминалов для экспорта угля, в том числе такие крупные, как Восточный, Ванино, Посьет и др. Ведётся реконструкция железнодорожной инфраструктуры лимитирующих участков Транссиба и БАМа. В сентябре 2014 г. ПАО «Газпром» приступил к строительству первого участка газопровода «Сила Сибири», а 2 декабря 2019 г. этот газопровод был запущен в работу.

Тем не менее, как отметил заместитель председателя Правительства РФ А. В. Новак, политика по диверсификации экспорта российских энергоресурсов себя полностью оправдала [10].

В новых геополитических условиях, порождённых вначале коронавирусной пандемией, а затем политическим кризисом вокруг Украины, сопровождаемым антироссийскими санкциями и отказом от российских энергоресурсов странами Евросоюза и рядом других «западных» государств, диверсификация экспорта российских энергоресурсов и максимальное снижение зависимости от европейского рынка, стала для России жизненно необходимой.

Стратегические направления такого поворота, важнейшие задачи по его реализации были поставлены руководством страны уже в 2022 г. Так, 26 июля председатель Правительства РФ М. В. Мишустин в ходе стратегической сессии по направлению «Энергетика» заявил, что «предстоит серьёзно диверсифицировать экспорт, прежде всего, за счёт переориентации в Азиатско-Тихоокеанский регион. Разумеется, с сохранением торговых связей с дружественными странами на прежних площадках. Для этого необходимо развивать транспортную инфраструктуру, строить новые и расширять действующие газо- и нефтепроводы, модернизировать

СК «Вьетсовпетро»
Источник: АО «Зарубежнефть»

В новых геополитических условиях диверсификация экспорта российских энергоресурсов и максимальное снижение зависимости от европейского рынка стали для России жизненно необходимыми

железнодорожное сообщение и, конечно, создавать портовые мощности и перевалочные базы» [11]. В числе первоочередных мер, которые предстоит предпринять российскому энергетическому сектору, М. Мишустин также назвал необходимость «развивать собственное производство сжиженного природного газа, чтобы повысить мобильность наших ресурсов, облегчить выход на новые рынки сбыта».

О том, что делается Правительством РФ по реализации «поворота на Восток» рассказал на страницах журнала «Энергетическая политика» заместитель председателя Правительства РФ А. В. Новак: «Значительные усилия Правительства РФ сегодня направлены на дальнейшее развитие энергетической инфраструктуры в страны АТР, наращивание дружественного флота, а также создание финансовой инфраструктуры, включая систему платежей и страхования. Также прорабатывается механизм реализации не только энергоносителей, но и услуги по их доставке конечному потребителю» [10].

Одним из наиболее перспективных районов для диверсификации не только энергетического экспорта, но и всего энергетического сотрудничества России в рамках «поворота на Восток» является Восточная Азия. Но именно одним, наряду с Южной Азией, Африкой, Латинской Америкой и другими регионами.

Северо-Восточная и Юго-Восточная Азия (или, для краткости, просто Восточная Азия), является одним из крупнейших макрорегионов планеты, наиболее динамично развивающимся геополитическим пространством мира, куда последовательно смещается центр тяжести мировой экономики и политики. Кроме того, этот регион представляет собой практически безграничный рынок энергетических товаров и услуг. Поэтому трудно представить лучший пример потенциального международного взаимодополнения в сфере экономики и энергетики, чем это географическое пространство, где одни страны богаты энергетическими, минерально-сырьевыми и другими природными ресурсами, другие – обладают самыми передовыми технологиями, а третьи – огромными трудовыми ресурсами [9, 12, 13]. При этом надо учитывать, что разные страны этого региона являются не только реальными либо потенциальными импортерами российских энергоресурсов, но и конкурентами России на мировых энергетических рынках.

Исходя из этого, до 2022 г. строилась и вся внешнеэкономическая политика нашего государства в энергетической сфере в этом регионе. На Китай, Республику Корея и Японию ориентировались основные экспортные проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока. Инвестиции из этих стран рассматривались как мощный рычаг развития дальневосточных регионов, а реализация с ними совместных проектов – как средство получения доступа к самым передовым технологиям. Причём справедливо считалось, что объём экспорта углеводородов из России будет лимитироваться не столько спросом на них со стороны азиатских рынков, сколько возможностью их конкурентоспособного производства и транспорта в нашей стране.

Электростанция Тайчжун (Taichung Power Plant)
Источник: commons.m.wikimedia.org

Нефтебаза Petrochina
Источник: wognews.net

Одной из наиболее перспективных стран для двустороннего сотрудничества в области водородной энергетики в правительственных кругах России также считалась Япония. Оценку его возможностей Минэнерго РФ дало по итогам состоявшихся 11 сентября 2020 г. переговоров министра энергетики России Александра Новака с министром экономики, торговли и промышленности Японии Хироси Кадзиямой. «В качестве перспективного направления двустороннего сотрудничества в ходе переговоров выделено взаимодействие в сфере водородной энергетики», – отметили в Минэнерго России [14]. Однозначно об этом заявил 4 ноября того же года и заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин в онлайн-интервью японской газете Nikkei, отметив, что уже ведутся переговоры с Министерством экономики, торговли и промышленности Японии и японскими компаниями о поставках российского водорода [15].

Однако геополитические потрясения 2022 г. принесли гораздо больше проблем и неопределённости, чем можно было ожидать, не только для российской экономики, которая попала под мощнейшие санкции и в значительной мере оказалась в изоляции, но и для всей глобальной экономики и энергетики. Порождённая геополитическим кризисом вокруг Украины, новая волна пока ещё холодной войны оказала серьёзнейшее влияние как на их текущее состояние, так и на будущее крупнейших энергетических и инфраструктурных проектов и энергетических рынков, привела к резкому разрыву важнейших межрегиональных торговых отношений в области энергетики не только между Россией и Европой, но и с рядом других стран, включая Японию и Республику Корея.

В новых геополитических условиях, которые продлятся не один десяток лет, масштабное энергетическое сотрудничество России с этими государствами представляется невозможным, необходим поиск новых рынков и новых партнёров.

Безусловно, важнейшим таким партнёром в Восточной Азии для России останется Китай, на который уже в настоящее время приходится основная часть энергетического товарооборота России в этом регионе. Но один Китай все наши проблемы не решит. Да и заменять зависимость от европейского рынка на зависимость от рынка китайского вряд ли целесообразно.

К тому же с учётом основных целей энергетической политики Китая (обеспечение энергобезопасности страны и недопущение критической зависимости её как от импорта в целом, так и от одного поставщика энергоресурсов[2]) однозначно рассчитывать на значительное увеличение поставок российских энергоресурсов в эту

В Китае хорошо понимают, что в обозримой перспективе без импортного газа не обойтись. Тем более, что перспективы развития газового сектора страны слабо поддаются прогнозированию

[2] В этом отношении энергетическая политика Китая даже гораздо более жесткая, чем политика ЕС до последних событий, когда доля России на энергетическом рынке Евросоюза по отдельным энергоресурсам в отдельные годы достигала почти 50% и больше. Так, по данным BP Statistical Review of World Energy и Евростата, доля российского газа в его европейском импорте в 2021 г. составляла 54,4%, а в импорте многих стран ЕС – и все 100%. Доля нефтепродуктов в европейском импорте в доковидном 2019 г. составляла 50,7%, угля – 45,9%. В то же время, как только зависимость Китая от импортного газа – трубопроводного и СПГ, превысила в 2018 г. 44%, правительством страны были приняты соответствующие меры, и уже в 2020 г. она снизилась до 43%.

Нефтяные резервуары в порту Китая

Источник: chungking / depositphotos.com

страну на выгодных для России условиях не приходится.

Этот вывод относится ко всем экспортируемым Россией энергоресурсам – нефти и нефтепродуктам, углю и электроэнергии, но особенно – к природному газу.

Признают это и зарубежные специалисты, в частности, эксперты МЭА, которые оценивают перспективы развития газовой отрасли России не только с учётом последних геополитических потрясений, но и с позиций достижения глобальной экономикой и энергетикой углеродной нейтральности. Соответственно, эксперты МЭА исходят из того, что у России нет лёгких путей в поиске новых рынков сбыта для газа, который она экспортировала в Европу, что переориентация России на азиатские рынки газа чрезвычайно сложна. Санкции подрывают перспективы новых крупных российских проектов по сжижению природного газа, а большие расстояния до альтернативных рынков затрудняют строительство новых трубопроводов [16, с. 366].

Признавая, что те проекты по поставкам газа в Китай, которые уже реализуются или законтрактованы, будут введены в эксплуатацию, эксперты МЭА не забывают подчеркнуть, что увеличение поставок по газопроводам в Китай покрывает менее трети сокращения поставок в ЕС.

Что же касается обсуждаемого газопровода «Сила Сибири-2», то эксперты МЭА сомневаются в его жизнеспособности. По их расчётам, Китаю он просто не будет нужен. Даже в наиболее благоприятном для такого трубопровода сценарии последнего прогностического обзора МЭА WEO-2022, в период с 2021 по 2030 г. рост спроса на газ в Китае замедляется до 2% в год, что отражает политическое предпочтение руководства страны о большем использовании возобновляемых источников по сравнению с газом. Кроме того, Китай активно заключает контракты на новые долгосрочные поставки СПГ, а его последний пятилетний план направлен

Восьмой план развития электроэнергетики призван помочь Вьетнаму достичь цели по сокращению выбросов CO_2 в энергетике до 204–205 млн т CO_2 к 2030 г. и до 27–31 млн т к 2050 г.

Экономическая неоднородность региона, наличие быстро развивающихся стран, которые могут выступать и партнёрами, и конкурентами, требуют проведения разной энергетической дипломатии

на увеличение внутренней добычи газа [16, с. 24–25, 57].

Поскольку для будущего газовой отрасли России китайский рынок имеет особое значение, рассмотрим этот вопрос несколько подробнее. Во-первых, надо особо отметить, что прогностические исследования МЭА отличаются весьма высокой политизированность, поскольку они не только отражают интересы в первую очередь развитых стран ОЭСР, но в ряде случаев даже выступают в качестве инструментов лоббирования этих интересов [17, 18]. Свидетельством этого является и принятый Техническим комитетом ОПЕК+ в марте 2022 г. отказ использовать данные МЭА, сочтя их необъективными [19, 20].

Во-вторых, признавая в целях обеспечения энергобезопасности приоритетность газоснабжения газом национальной добычи, в Китае в то же время хорошо понимают, что, по крайней мере, в обозримой перспективе, без импортного газа прогнозируемых объёмов его потребления не достичь. Тем более с учетом того, что перспективы развития газового сектора страны слабо поддаются прогнозированию из-за высокой неопределённости развития добычи газа из нетрадиционных источников [21].

В-третьих, и в политических кругах, и в бизнесе многие в Китае уверены, что основным направлением решения экологических проблем и рационализации будущего энергобаланса страны должно стать использование не природного газа, а ВИЭ, прежде всего энергии ветра и солнца. Доводом в пользу именно такого выбора является то, что развитие газовой отрасли во многом по-прежнему зависит от иностранных технологий и оборудования, тогда как в области технологий использования ВИЭ Китай уже является крупнейшим их производителем и экспортёром [22][3].

Поэтому в условиях неопределённости с ролью природного газа как в политических кругах Китая, так и в его бизнесе, нереально рассчитывать на дальнейшее значительное увеличение экспорта российского газа, тем более что свой газ Китаю активно предлагает и другие страны.

Следует также отметить, что Китай и его нефтегазовые компании стремятся не просто закупать нефть или газ. Цель китайской

[3] Подробнее об этом см., напр., [23–25].

Завод SINOPEC Zhenhai Refining & Chemical Company в китайском городе Чжэньхай

Источник: oldmagazine.sibur.ru

внешней энергетической стратегии заключается в том, чтобы создать надёжную систему снабжения энергией, способную восполнять непрерывно расширяющийся разрыв между спросом и предложением и обеспечивать энергетическую безопасность государства. А для этого надо участвовать в зарубежных проектах, ещё лучше – владеть ими [22]. В полной мере эта политика применяется и в отношении России.

Но создание совместных российско-китайских предприятий идёт с трудом, хотя проектов достаточно много. Да и в целом российско-китайские взаимоотношения и в нефтегазовой, и в угольной отрасли, и в электроэнергетике складываются достаточно сложно, хотя потенциал здесь более чем достаточен. Причин тому много, но их анализ является темой отдельного разговора.

В складывающихся в Китае новых условиях, для России и её компаний, в том числе нефтегазовых, планирующих экспансию на китайский энергетический рынок, выход один: постоянно отслеживать все новые веяния и прогнозы, тщательно их анализировать, в том числе и для того, чтобы разобраться, что стоит за этими прогнозами. И, конечно же, проводить свою гибкую политику, не забывая о необходимости всемерного снижения затрат на свои экспортные проекты.

Одновременно российским нефтегазовым компаниям следует больше внимания уделять другим развивающимся странам Восточной Азии, для которых природный газ является одним из главных приоритетов на пути энергетического перехода и решения задач устойчивого развития, что открывает новые возможности для экспорта российского СПГ [21, 26, 27]. Ожидается, что энергетический переход

Со странами Восточной Азии, имеющими значительный научно-технический потенциал, целесообразно также развитие сотрудничества в сфере разработки новых технологий и материалов для ВИЭ

Ханой, Вьетнам
Источник: ru.wallpaper.mob.org

в Азии будет происходить более медленными темпами, чем в Европе и других регионах, учитывая ожидаемый экономический рост и увеличение спроса на энергию в будущем. Но для того, чтобы газ стал мостом к справедливому энергетическому переходу, он должен быть доступным и по цене, и по возможности его приобретения, а источники его поставок должны быть надежными, чего в настоящее время нет для многих азиатских экономик [27].

В частности, крупным импортёром СПГ уже в ближайшие годы может стать Вьетнам, правительство которого разработало Национальный план развития энергетики на период 2021–2030 гг. с видением до 2050 г. (PDP VIII). Как сообщает исследовательская компания Enerdata, 8-й план развития электроэнергетики призван помочь Вьетнаму достичь цели по сокращению выбросов парниковых газов от производства электроэнергии до 204–205 млн т CO_2 к 2030 г. и до 27–31 млн т к 2050 г. Другая его задача – обеспечить доступ всех домохозяйств к электроэнергии к 2030 г. Этот план также важен для разблокирования 15,5 млрд долл. США, обещанных Вьетнаму в рамках партнёрства по переходу к справедливой энергетике (JETP) в декабре 2022 г. [28]. Этим планом, в частности, предусмотрено строительство к 2030 г. 13 электростанций, работающих на СПГ, общей мощностью 22,4 ГВт, что составляет 14,9% от общей электроэнергетики Вьетнама. Первая из них должна быть введена в эксплуатацию в четвертом квартале 2024 г. А всего на электростанции, работающие на импортном СПГ и отечественном природном газе, будет приходиться 37,33 ГВт, или 24,8% общей мощности электростанций страны [29, 30]. Этот план открывает огромные возможности не только для поставок во Вьетнам СПГ, но и технологического оборудования для электростанций, работающих на импортном и местном природном газе, а также терминалов по приёмке СПГ. И первопроходцами по его реализации выступают американские компании при самой тесной поддержке правительства США [30]. Из российских компаний интерес к нему в той или иной мере проявляют только «НОВАТЭК», «Газпром» и «Россети».

В энергетическом сотрудничестве России как со странами Восточной Азии, так и другими государствами, имеется ряд достаточно серьёзных проблем и общего плана. Среди них, прежде всего, отметим две. Первая – это фактическое отсутствие производственно-инновационного, инвестиционного взаимодействия, включая структурно-технологическую кооперацию, обмен новейшими технологиями и научными разработками. Вторая состоит в том, что энергетическое взаимодействие складывается преимущественно в торгово-коммерческом формате «на основе рыночного механизма ценообразования и принципов взаимовыгодности», что ориентирует сотрудничество на достижение краткосрочных коммерческих целей, препятствуя поиску общих долгосрочных интересов.

Ханой, Вьетнам
Источник: stranabolgariya.ru

В энергетическом сотрудничестве России со странами Восточной Азии имеется ряд проблем. Одна из них – это фактическое отсутствие инновационного и инвестиционного взаимодействия

Кроме того, экономическая и политическая неоднородность региона, наличие здесь крупнейших и наиболее динамично развивающихся стран, которые могут в зависимости от ситуации выступать либо партнёрами, либо конкурентами, требуют разработки строго дифференцированной энергетической дипломатии как в территориальном, так и во временном плане.

Чтобы преодолеть все эти проблемы и обеспечить России лидерство в энергетическом сотрудничестве, необходимо создание в стране своего высокотехнологичного потенциала и формирование условий привлечения финансовых ресурсов к реализации инновационных проектов в самой России. Необходимо также объединение усилий представителей науки, государства, гражданского общества и бизнеса, заинтересованных в создании перспективных коммерческих технологий, новых продуктов и услуг; стимулирование инноваций; поддержка научно-технической деятельности и процессов модернизации предприятий. Словом, всего того, что входит в понятие ресурсно-инновационный путь развития страны, о котором достаточно много говорится, но для перехода на который делается гораздо меньше.

Что касается стран Восточной Азии, то в сложившихся геополитических условиях представляется необходимым нацелить сотрудников посольств и торговых представительств России в «дружественных» странах этого региона на поиск новых возможностей энергетического сотрудничества с ними. Причём, сотрудничества

не только и не столько в части наших поставок энергоресурсов, хотя и в этой области необходимы и новые формы сотрудничества и новые проекты, сколько в части содействия развитию национальных энергетик и связанных с ними областей деятельности.

Анализ соответствующих результатов исследований, выполненных нами и другими специалистами, показывает, что Россия могла бы стать крупным экспортёром технологий и ноу-хау в целом ряде энергетических областей, поскольку многие российские компании имеют опыт и компетенции в этих сферах. Немаловажно и то, что подобное сотрудничество позволит одновременно и диверсифицировать источники формирования государственного бюджета России, и открыть для её обрабатывающей промышленности новые рынки сбыта.

Со странами Восточной Азии, имеющими значительный научно-технический потенциал, целесообразно также развитие сотрудничества в сфере разработки новых технологий и материалов для возобновляемой энергетики, технологий аккумулирования энергии и повышения эффективности её использования. И своё весомое слово в этой области могли бы сказать коллективы институтов Сибирского и Дальневосточного отделений Российской академии наук.

Однако для обеспечения подобного инновационно-технологического сотрудничества в энергетической сфере как со странами Восточной Азии, так и другими государствами необходимо создать эффективные условия привлечения финансовых ресурсов к реализации инновационных проектов в самой России.

Рецепты решения этой задачи известны и неоднократно предлагались и бизнесом России, и представителями академической и отраслевой науки. Это налоговые освобождения и льготные кредиты; включение в себестоимость затрат на инновации с повышающим коэффициентом; льготные условия как для концентрации ресурсов по целевым научно-техническим направлениям и проектам; незамедлительный отказ от «остаточного принципа» государственного финансирования науки, придание ей статуса защищённой строки бюджета.

Необходимо также разработать и реализовать механизмы поддержки организаций, аккумулирующих и направляющих финансовые ресурсы в высокорисковые инновационные проекты, начиная с ранних стадий разработки.

Ханой, Вьетнам
Источник: c40.org

Сможем это сделать – и энергетическое сотрудничество со странами Восточной Азии «заиграет» совсем в других «оттенках», придав новые импульсы развитию как углеводородной и атомной энергетике, так и возобновляемых источников энергии.

Статья подготовлена на основе выступления на Международной конференции «Системные исследования в энергетике» (Energy Systems Research, ESR – 2023), организованной Институтом систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН по результатам работ, выполненных в рамках госзадания ИПНГ РАН (тема № FMME-2022-0004 – «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)». Рег. номер учёта в РОСРИД: 122022800270-0.

Использованные источники

1. *Энергетическая стратегия России. Основные положения. – М., Межведомственная комиссия по разработке программы, 1994. – 78 с.*
2. *Энергетическая стратегия России на период до 2010 г. Основные положения. Одобрены постановлением Правительства Российской Федерации № 1006 от 13.10.95 г. / В сб. Энергетика России. 1920-2020 гг.: в 4 т. Т.2: Энергетическая политика на рубеже веков. – М.: Энергия, 2008. С. 416.*
3. *Энергетическая стратегия Сибири. Основные положения. Приложение к журналу «Энергетическая политика». М., ВНИИОЭНГ, 1998. – 88 с.*
4. *Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 г. Одобрены Правительством РФ, пр. № 39, от 23.11.2000 г. /В сб. Энергетика России. 1920-2020 гг.: в 4 т. Т.2: Энергетическая политика на рубеже веков. – М.: Энергия, 2008. С. 723–724.*
5. *Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. Утверждена решением Правительства РФ № 1234 от 28.08.2003 г. / В сб. Энергетика России. 1920-2020 гг.: в 4 т. Т.2: Энергетическая политика на рубеже веков. – М.: Энергия, 2008. С. 913–914.*
6. *Мастепанов А.М. Россия и её партнёры в Азиатско-Тихоокеанском регионе: вопросы энергетического сотрудничества (на японском языке) // ERINA Report, Vol. 65, September 2005. P. 5–11.*
7. *Мастепанов А.М. Новое – это хорошо забытое старое. О природном газе и не только // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2022, № 9 (213). С. 5–8.*
8. *Энергетическая безопасность России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 1998. – 302 с.*
9. *Мастепанов А.М., Сумин А.М. Энергетическое сотрудничество и проблемы обеспечения энергетической безопасности в Северо-Восточной Азии: взгляд из России // Экологический вестник России. 2016. №2, С. 16–21; №3, С. 22–29.*
10. *Новак А. Энергетическая политика России: разворот на Восток // Энергетическая политика. 2023. № 6(184). С. 14–19.*
11. *Стратегическая сессия по энергетике. 26 июля 2022 г. Вступительное слово Михаила Мишустина. – URL: http://government.ru/news/46108/*
12. *Мастепанов А.М. Перспективы нефтегазового комплекса на Востоке России // Энергетическая политика. 2020. №10 (152). С. 62–73.*
13. *Мастепанов А.М. Восточный вектор энергетической политики России // Нефтегазовая вертикаль. 2021. №11–12. С. 16–21; №13–14. С. 18–24.*
14. *Состоялись переговоры Александра Новака с Министром экономики, торговли и промышленности Японии Хироси Кадзиямой. – URL: https://minenergo.gov.ru/node/18820*
15. *Russia plans to export hydrogen to Asia in green shift. – URL: https://asia.nikkei.com/Editor-s-Picks/Interview/Russia-plans-to-export-hydrogen-to-Asia-in-green-shift*
16. *World Energy Outlook 2022. OECD/IEA. 2022. – 524 p. – URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022*
17. *Мастепанов А.М. МЭА: прогнозы добычи нетрадиционных видов газа // Научный журнал Российского газового общества. 2018. №3–4. С. 21–40.*
18. *Мастепанов А.М. Роль природного газа в энергетическом переходе Африки // Энергетическая политика. 2023. № 3(181). С. 70–75.*
19. *Новак: МЭА дает необъективные оценки. – URL: https://oilcapital.ru/news/2022-04-04/novak-mea-daet-neob-ektivnye-otsenki-1040841*
20. *ОПЕК больше не будет использовать данные МЭА в анализе добычи нефти. – URL: https://vk.com/@tassagency-preview-1225507404-27411016?ysclid=lls44gzc5u505668664*
21. *Мастепанов А.М. Проблемы устойчивого развития и энергетического перехода в энергетической политике Индии и Китая и роль природного газа в их решении // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. Научно-экономический журнал. 2023. № 6 (222). С. 35–46.*
22. *Мастепанов А.М., Томберг И.Р. Китай формирует энергетическую политику XXI века //Международные процессы. 2018. Том 16. № 3(54). Июль–сентябрь. С. 6–38.*
23. *A New World The Geopolitics of the Energy Transformation. IRENA 2019. – URL: https://www.irena.org/Publications/2019/Jan/A-New-World-The-Geopolitics-of-the-Energy-Transformation*
24. *Мастепанов А.М. Перспективы развития возобновляемых источников энергии в Китае // Энергетическая политика. 2020. №4 (146), апрель. С. 52–67.*
25. *Семушин Д. Китай: «глобальный загрязнитель» и мировой лидер в сфере «зеленой» энергетики. – URL: https://eadaily.com/ru/news/2021/12/12/kitay-globalnyy-zagryaznitel- i-mirovoy- lider-v-sfere-zelenoy-energetiki*
26. *Мастепанов А.М. Природный газ как средство обеспечения энергобезопасности стран СВА и реализации Парижского климатического соглашения // Экологический вестник России. – 2018. – №12. – С.18-19*
27. *Asia Pacific Energy Capital Assembly 2023: Gas Panel. Published 25 July 2023. – URL: https://energycouncil.com/articles/asia-pacific-energy-capital-assembly-2023-gas-panel/?utmsource=pardot&utm_medium=email&utm_content=content+mailer&utm_campaign=apac24*
28. *Vietnam plans to double its installed capacity by 2030 in its new power plan. – URL: https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/vietnam-power-develoment-plan-to-double.html*
29. *Vietnam's power development plan for cleaner fuels. – URL: Vietnam's power development plan for cleaner fuels | Reuters*
30. *Национальный план развития энергетики VIII прокладывает путь к возобновляемым источникам энергии. – URL: https://link.gov.vn/vFc1HoyH*
31. *Энергетический проект СПГ во Вьетнаме будет использовать американские услуги. – URL: https://vietnews.ru/economy/energeticheskij-proekt-spg-vo-vetname-budet-ispolzovat- amerikanskie-uslugi*

УДК 327.56 DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_66 EDN: DATVLH

Стратегии развития энергетики государств объединенной энергосистемы Центральной Азии

Energy development strategies in the countries of the Central Asia United Energy System

Василий ГЛАЗАЧЕВ
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
E-mail: wg98@yandex.ru

Vasily GLAZACHEV
Lomonosov Moscow State University
E-mail: wg98@yandex.ru

Чарвакская ГЭС *Источник: 34travel.me*

Аннотация. В работе рассмотрены стратегии развития энергетики четырех государств Центральной Азии, входящих в объединенную энергосистему Центральной Азии, – Казахстана, Узбекистана, Кыргызстана и Таджикистана. Рассмотрена законодательная основа отрасли в каждой стране, проведен обзор ключевых проектов энергетического сектора в государствах региона, сделаны выводы касаемо тенденций развития рассматриваемого сектора.
Ключевые слова: электроэнергетика, Центральная Азия, проекты, стратегии развития.

Abstract. This study focused on development strategies in electric power industry of four countries in Central Asia region (Kazakhstan, Uzbekistan, Kyrgyzstan and Tajikistan) which are the part of Central Asia United Energy System. In this study considered legislative basis and most important projects of the region and making conclusions about sector development tendencies.
Keywords: electric power industry, Central Asia, projects, strategies of energy development.

Стратегии развития предполагают значительную трансформацию энергетического сектора в двух странах региона – Узбекистане и Казахстане

Нурекская ГЭС
Источник: yablor.ru

Введение

Центральная Азия обладает обширными и разнообразными энергоресурсами, неравномерно распределенными по территории региона. Разные государства Центральной Азии обладают различным набором энергоресурсов, влияющим на национальные стратегии развития энергетики. В данной статье будут рассмотрены стратегии развития энергетического сектора четырех государств региона, входящих в Объединенную энергосистему Центральной Азии – Казахстана, Узбекистана, Кыргызстана и Таджикистана.

Исторический контекст

В советское время развитие энергетики Центральной Азии шло централизованно и было направлено на формирование единой советской энергосистемы. С начала 20-х гг. XX века, когда был принят план ГОЭЛРО, энергетика в СССР развивалась с опорой преимущественно на локальные ресурсы. Центральная Азия не стала исключением, однако из-за удаленности от политических центров и слабого экономического развития масштабное формирование энергосистемы в регионе началось только в 1940-е гг. [1].

Начиная с 60-х гг. XX века энергетика в Центральной Азии опиралась на два основных источника энергии – углеводородные полезные ископаемые (сперва уголь, в последствии – нефтепродукты и природный газ), а также гидроресурсы. Ядерная энергетика, получившая широкое распространение в 60–80-е гг. XX века в остальных частях СССР, в Средней Азии развития не получила.

Итогом советского этапа развития энергетики Центральной Азии стало создание Объединённой энергосистемы Центральной Азии, в которую вошли четыре из пяти союзных республик – Казахская, Киргизская, Узбекская и Таджикская ССР. Туркменская ССР, равно как и независимый Туркменистан, имеет специфичную энергосистему, развивавшуюся изолированно, и в данной работе рассматриваться не будет.

К моменту распада СССР основным энергоресурсом в Казахстане был уголь, в Узбекистане – природный газ, в Кыргызстане и Таджикистане – гидроэнергия. Отметим, что за прошедшие 30 лет доминирующий тип энергоресурса не изменился ни в одной из стран региона.

После распада СССР каждое государство Центральной Азии получило возможность проводить свою независимую энергетическую политику. Однако из-за неблагоприятной экономической обстановки развитие энергетики в странах региона замедлилось. В 90-е гг. XX века крупные проекты новых электростанций (2-й энергоблок Экибастузской ГРЭС-2; Шамалды-Сайская ГЭС) были своеобразным «эхом» советских времен – их строительство началось еще до распада Союза.

Несколько значимых проектов по развитию энергетической инфраструктуры, не опирающихся напрямую на советские проекты, были реализованы уже второй половине 1990-х гг. за счет иностранных инвесторов. Крупнейшим проектом стало строительство ТГТЭС-1 (установленная мощность – 136 МВт) на нефтяном месторождении Тенгиз в западном Казахстане [2], которое с 1993 г. разрабатывалось консорциумом во главе с компанией Chevron (США)[3].

В СССР основным энергоресурсом в Казахстане был уголь, в Узбекистане – газ, в Кыргызстане и Таджикистане – ГЭС. За 30 лет их доля в энергобалансе не изменилась ни в одной из стран

Экибастузская ГРЭС-2
Источник: gres2.kz

Важнейшее социальное значение имела постройка ряда малых ГЭС в Горно-Бадахшанской АО (ГБАО) на востоке Таджикистана в 1994–1999 гг. Было введено в эксплуатацию 13 малых ГЭС, что позволило обеспечить электроэнергией практически все население ГБАО [4]. Впервые в истории Центральной Азии финансирование осуществлялось за счет международных организаций – Всемирного банка, Международной финансовой корпорации, Азиатского банка развития.

Возникшие в конце XX века в Европе тенденции к стремлению сокращения выбросов парниковых газов слабо затронули Центральную Азию. Тренд на «зеленую энергетику» в тот период был актуален только для экономически развитых европейских стран, не обладающих при этом крупными запасами дешевых углеводородных энергоносителей.

Отметим, что к моменту обретения независимости основой энергобаланса Кыргызстана и Таджикистана была гидроэнергетика, в целом соответствующая принципам современной «зеленой» экономики. Однако более экономически развитые и вовлеченные в мировую торговлю Казахстан и Узбекистан опирались на тепловую генерацию (угольную и газовую соответственно), что в дальнейшем оказало заметное влияние на стратегии развития энергетического сектора в этих странах.

Происходившее в течение 2000-х гг. усиление экономик государств Центрально-Азиатского региона и расширение взаимодействия с европейскими государствами привело к росту интереса к возобновляемым источникам энергии. В первую очередь такой интерес возник в наиболее тесно взаимодействующем с Европой Казахстане. Вслед за Казахстаном интерес к «альтернативным» источникам энергии (в первую очередь, к СЭС и ВЭС) усилился и в остальных государствах региона.

Однако на всем протяжении 2000-х гг. государства Центральной Азии развивали только «традиционные» для себя виды энергетики. Нехватка собственных средств на реализацию крупных проектов и рост потребности в электроэнергии привели к активному привлечению иностранных инвестиций. В эксплуатацию были введены недостроенные в советское время станции – Талимарджанская ТЭС в Узбекистане (начало строительства – 1974 г., финансирование на заключительном этапе осуществила британская Ansol LTD)[5] и Сангтудинская ГЭС-1 в Таджикистане (начало строительства – 1986 г., финансирование в 2000-е гг. – РАО «ЕЭС России») [6]. Оба проекта были реализованы по BOOT-контрактам, то есть подрядчик (зарубежная компания) брал на себя не только строительство, но также и управление построенной ЭС на определенный срок, продавая выработанную энергию государству. После окончания контракта станция должна перейти в собственность государства.

Талимарджанская ТЭС
Источник: asukonus.ru

Альтернативные виды энергетики – солнечная и ветровая – начали развитие в Центральной Азии только после усиления мирового тренда на декарбонизацию экономики в начале 2010-х гг.

Альтернативные виды энергетики – солнечная и ветровая – начали развитие в Центральной Азии только после усиления мирового тренда на декарбонизацию экономики в начале 2010-х гг.

Законодательная основа

По состоянию на 2023 г. в странах региона существует два типа законодательно принятых документов, затрагивающих развитие энергетического сектора. Это климатические стратегии, включающие также определенные планы и цели в энергетическом секторе, и собственно стратегии развития энергетического сектора. Климатические стратегии всегда публикуются государственными органами и обозначают общие меры – количественные цели снижения выбросов парниковых газов, прогноз структуры установленной мощностей электростанций к отчетному году и т. д. Стратегии развития энергетического сектора могут публиковаться как государственными органами, так и энергетическими компаниями (в случаях, когда государство не полностью контролирует энергетический сектор). Стратегии развития содержат, как правило, более конкретное описание проектов новых генерирующих мощностей.

В данном разделе будут рассмотрены стратегии климатической политики стран Центрально-Азиатского региона, а описание стратегий развития энергетического сектора (при их наличии) и конкретных проектов ввода новых генерирующих мощностей будет рассмотрено в страновом обзоре.

Стремление к следованию трендам декарбонизации в области энергетики было впервые законодательно закреплено в Казахстане. В 2013 г. была принята концепция по переходу к «зеленой» экономике, предусматривавшая сокращение выбросов углекислого газа в электроэнергетике на 15% в 2030 г. и на 40% в 2050 г. по сравнению с уровнем 2012 г., а также достижение европейского (стандарты EU ETC) уровня выбросов оксидов серы и азота в окружающую среду к 2030 г. [7]. В 2016 г. Казахстан присоединился к Парижскому соглашению по климату, а в 2020 г. объявил о цели достижения углеродной нейтральности к 2060 г.

СЭС Нур-Уарзазат
Источник: knowhow.pp.ua

Похожий процесс происходил и в Узбекистане. В 2021 г. был принят Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) страны в борьбу с изменением климата, в котором заявлена цель снижения удельных выбросов парниковых газов на единицу ВВП на 35% от уровня 2010 г. [8]. Ранее, в 2018 г. Узбекистан ратифицировал Парижское соглашение по климату.

В Кыргызстане и Таджикистане развитие «зеленого» законодательства протекает не так быстро во многом по причине отсутствия больших выбросов парниковых газов. Энергетика этих государств и сейчас основывается на безуглеродных источниках энергии. Кроме того, эти страны не так активно экономически взаимодействуют с европейскими государствами и репутационный фактор для них не имеет решающего значения.

Тем не менее, Кыргызстан в 2019 г. представил в ООН Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) страны в борьбу с изменением климата [9], а в 2021 г. объявил о планах достижения углеродной нейтральности к 2050 г. Кыргызстан ставит цели по сокращению выбросов парниковых газов на 16,6% к 2025 г. и на 16% к 2030 г. по сценарию «business as usual». При наличии международной поддержки выбросы парниковых газов по этому сценарию будут сокращены на 36,6% к 2025 г. и на 43,6% к 2030 г.

Таджикистан также представил в ООН Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) страны в борьбу с изменением климата [10], в котором прописаны цели снижения выбросов парниковых газов к 2030 г. до 60–70% от уровня 1990 г. и до 50–60% от уровня 1990 г. при наличии международной поддержки.

Как уже было сказано, по типу стратегии развития энергетики в Центральной Азии выделяются две пары государств – 1) Казахстан и Узбекистан; 2) Кыргызстан и Таджикистан. Энергобаланс стран первой пары зависит от углеводородных энергоносителей (природный газ, уголь, нефтепродукты), доля ВИЭ в настоящее время невелика. Стремление соответствовать мировым тенденциям снижения уровня выбросов парниковых газов в этих странах требует глобальной трансформации энергетического сектора, для чего принимаются законодательные меры.

Кыргызстан и Таджикистан и так получают электроэнергию из низкоуглеродных источников энергии, поэтому вопрос создания искусственных преимуществ для ВИЭ и атомной энергетики на законодательном уровне в этих странах не стоит.

СТРАНОВОЙ ОБЗОР

Казахстан

Развитие энергетики в Казахстане регулируют два основных документа – Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой» экономике [7] и Доктрина (стратегия) достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 г. (разрабатывается в настоящее время) [11]. Стратегия развития электроэнергетического сектора Казахстана является частью Концепции по переходу республики к «зеленой» экономике.

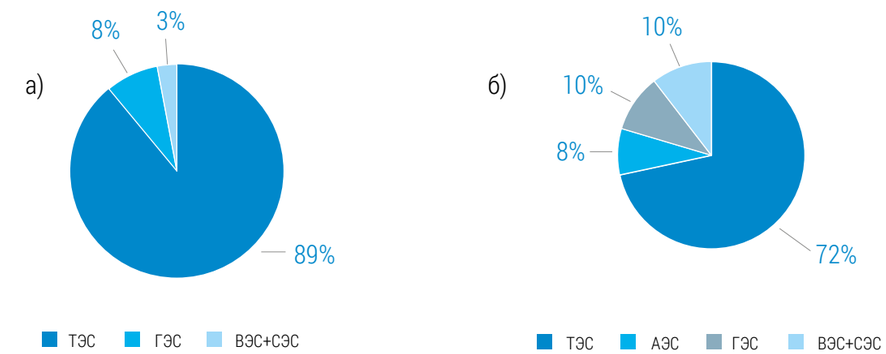


Рис. 1. Структуры выработки электроэнергии (млрд кВт·ч) РК а) в 2021 г. и б) в 2030 г.

Источники: Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой» экономике [7], Бюро национальной статистики АСПиР РК [13]

Заявленная в 2020 г. Президентом Казахстана цель достижения углеродной нейтральности требует коренной трансформации энергетического сектора Казахстана, на долю которого на 2017 г. приходилось около 75% от общих выбросов парниковых газов в стране [12].

Стратегия развития электроэнергетики Казахстана предполагает развитие тепловой, атомной, солнечной и ветровой энергетики. Доля тепловой генерации в выработке электроэнергии должна снизиться с 89% в 2021 г. до 72% (рис. 1) к 2030 г.

Этого показателя планируется достичь путем увеличения мощностей ВИЭ и строительства первой в стране АЭС. Согласно стратегии, к 2030 г. ядерная энергетика должна обеспечивать 8% выработки всей электроэнергии Казахстана. Место размещения станции, а также поставщики технологий будут определены в 2023 г. Суммарная установленная мощность электростанции ориентировочно составит до 2800 МВт [14].

Кыргызстан и Таджикистан и так получают электроэнергию из низкоуглеродных источников энергии, поэтому вопрос создания искусственных преимуществ для ВИЭ в этих странах не стоит

По данным на конец 2022 г. возобновляемые источники энергии занимают 11% в структуре выработки электроэнергии [13]. Таким образом, для достижения заявленных в стратегии целей к 2030 г. Казахстан должен увеличить долю ГЭС, ВЭС и СЭС в структуре выработки электроэнергии в два раза.

Крупных планов строительства ГЭС в Казахстане нет. По-видимому, развитие гидроэнергетики будет осуществляться за счет малых ГЭС в горных районах на востоке Казахстана.

Основной потенциал развития СЭС сконцентрирован на юге Казахстана, на территориях, примыкающих к крупнейшим городам и экономическим центрам страны – Алматы, Шымкенту и Кызылорде. Отметим, что 19 из 26 действующих СЭС Казахстана расположены именно в этой зоне [15].

По данным на конец 2022 г. в Казахстане планируется к реализации два проекта крупных ветропарков мощностью 1 ГВт каждый на юго-востоке страны. Оба ветропарка вошли в одобренный Правительством Казахстана список приоритетных проектов АО «Самрук Казына» [16]. Проекты планируется реализовать с участием иностранных инвесторов – Total

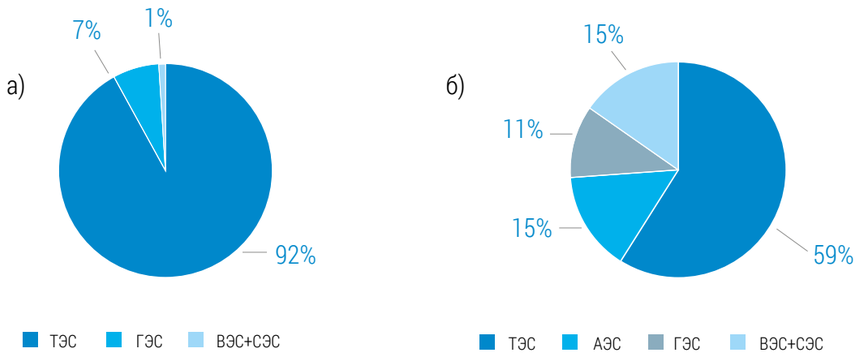


Рис. 2. Структуры выработки электроэнергии в Узбекистане а) в 2021 г. б) в 2030 г.

Источники: Исполнительный комитет электроэнергетического совета СНГ [2], Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг. [18]

Eren (Франция) и ACWA Power (Саудовская Аравия).

Также планируется и несколько проектов тепловых электростанций. Крупнейшими из них являются планы строительства Экибастузской ГРЭС-3 и модернизация Экибастузской ГРЭС-2. Отметим, что оба проекта предполагают использование угля в качестве топлива [17].

Таким образом, несмотря на заявления властей Казахстана о цели достижения углеродной нейтральности, стратегия развития энергетики страны по-прежнему во многом опирается на дешевое ископаемое углеводородное топливо, в первую очередь, уголь.

Потенциальные объемы необходимых для перехода энергетического сектора Казахстана к углеродной нейтральности инвестиций слишком велики, полный вывод из эксплуатации всех построенных в советское время угольных ТЭС экономически нецелесообразен, поэтому возможность достижения заявленных в стратегии целей остается под вопросом.

Для достижения заявленных в Стратегии развития электроэнергетики целей к 2030 г. Казахстан должен увеличить долю ГЭС, ВЭС и СЭС в структуре выработки электроэнергии в два раза

Узбекистан

Развитие энергетического сектора Узбекистана регулирует Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг. Концепция предусматривает увеличение к 2030 г. доли ВИЭ (ГЭС+ВЭС+СЭС) до 40% в установленной мощности электростанций и до 26% в структуре выработки электроэнергии (рис. 2) [18].

Концепция предполагает диверсификацию энергетического сектора Узбекистана – доля тепловой генерации должна сократиться с 92 до 59%. Сокращение доли ТЭС планируется за счет развития атомной энергетики. Ожидается, что проект строительства первой АЭС в Центральной Азии реализует «Росатом» [19].

Также в концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг. [18] предусмотрено развитие генерирующих мощностей на основе ВИЭ. Согласно концепции, к 2030 г. доля ВЭС и СЭС в структуре выработки электроэнергии должна достичь 15%.

В рамках солнечной энергетики планируется использовать технологии фотовольтаики. Мощность СЭС составит от 100 до 500 МВт, приоритетные регионы развития – Джизакская, Самаркандская, Бухарская, Кашкадарьинская и Сурхандарьинская области. Проекты планируется реализовать за счет привлечения прямых иностранных инвестиций по модели BOOT, то есть полностью за счет средств иностранных компаний, которые в дальнейшем будут продавать полученную на станциях энергию.

В остальных регионах планируется строительство СЭС меньшей мощности (50–200 МВт). Солнечные электростанции планируется использовать для стабилизации и регулировки пиковых нагрузок. СЭС малой мощности (до 20 МВт) планируется использовать для нужд автономной генерации.

Планы развития гидроэнергетики в Узбекистане включают в себя строительство 35 ГЭС суммарной мощностью 1537 МВт, а также увеличение мощностей действующих ГЭС на 186 МВт. Приоритет сделан на развитие малых ГЭС, в планах – строительство только шести крупных ГЭС [20].

Приоритетными регионами развития ветроэнергетики являются Каракалпакстан (три ВЭС суммарной установленной мощностью 1,8 ГВт), Бухарская (один проект мощностью 1 ГВт) и Навоийская (одна станция мощностью 500 МВт) области [2]. По данным на ноябрь 2021 г. подписаны соглашения с компанией Masdar из ОАЭ на постройку ВЭС установленной мощностью 500 МВт в Тамдынском районе Навоийской области. Стоимость проекта 600 млн долл., ориентировочная годовая выработка – 1,8 млрд кВт·ч. Также заключено соглашение о строительстве двух ветряных электростанций с ACWA Power (Саудовская Аравия). Стоимость проекта двух ВЭС общей установленной мощностью 1000 МВт – 1,3 млрд долл. Станции будут размещены в Бухарской области[21].

Основной потенциал развития СЭС сконцентрирован на юге Казахстана, на территориях, примыкающих к крупнейшим городам и экономическим центрам страны – Алматы, Шымкенту и Кызылорде

При этом Узбекистан продолжает развивать тепловую энергетику. В 2022 г. подписано соглашение о строительстве парогазовой ТЭС мощностью 1600 МВт в г. Ширин (Сырдарьинская область). Тендер на строительство станции выиграл

Самарканд, Узбекистан

Источник: letsgophotos.ru

В июне 2022 г. началось строительство Камбар-Атинской ГЭС-1 мощностью 1860 МВт. Стоимость проекта оценивается в 5-6 млрд долл. Финансирование осуществляется за счет Кыргызстана

международный консорциум EDF (Франция), Nebras Power (Катар) и Sojitz (Япония). Ввод станции в эксплуатацию планируется в январе 2026 г.[22] Также подписано соглашение о строительстве ТЭС в Сурхандарьнской области мощностью 1560 МВт. Проект также будет реализован иностранными инвесторами – Siemens (Германия), EDF (Франция) и Stone City Energy (Нидерланды). Стоимость проекта – 1,2 млрд долл. [23].

Узбекистан проводит диверсифицированную политику развития энергетического сектора, стремясь уйти от доминирования ТЭС в энергобалансе. Внедрение низкоуглеродных генерирующих мощностей (АЭС, ГЭС, СЭС, ВЭС) в сочетании с использованием природного газа в качестве основного топлива для тепловой генерации позволяет говорить о возможности достижения заявленных в стратегии целей сокращения выбросов парниковых газов.

Кыргызстан

Развитие сектора энергетики в Кыргызстане регулирует Генеральный план комплексного развития сектора энергетики Кыргызской Республики до 2040 г. Документ был принят в 2022 г., финансирование осуществил Азиатский банк развития [24].

Кыргызстан открыт к проектам развития любого вида электроэнергетики, однако акцент в планах развития сделан именно на ГЭС, в первую очередь, малых. В 2022 г. был выпущен отчет IRENA (International Renewable Energy Agency) о перспективах возобновляемой энергетики Кыргызстана, который, вероятно, поспособствует привлечению в сектор новых иностранных инвесторов [25].

Количество уже строящихся и проектируемых гидроэлектростанций в Кыргызстане велико, ниже перечислены наиболее масштабные проекты.

В июне 2022 г. началось строительство Камбар-Атинской ГЭС-1, установленная мощностью 1860 МВт. Стоимость проекта оценивается в 5–6 млрд долл. Финансирование осуществляется за счет кыргызской стороны. Сроки строительства составят от 8 до 10 лет, первый гидроагрегат планируется ввести в эксплуатацию в 2026 г. [26]. Также осуществляется строительство второго гидроагрегата на Камбар-Атинской ГЭС-2, который планируется ввести в эксплуатацию в 2024 г. Общая стоимость проекта – 138 млн долл., из которых 110 млн долл. получены за счет кредита Евразийского фонда стабилизации и развития (ЕФСР). После ввода второго гидроагрегата на ГЭС-2, общая установленная мощность каскада Камабратинских ГЭС составит 1900 МВт [27].

Также планируется возобновление строительства каскада Верхненарынских ГЭС. С 2013 г. проект реализовывался «РусГидро», однако не был доведен до конца. В настоящее время осуществляется поиск инвесторов для завершения проекта [28].

В 2021 г. Национальный энергохолдинг Кыргызстана объявил о планах разработки технико-экономического обоснования строительства Суусамыр-Кокомеренского каскада ГЭС (три станции общей мощностью – 1305 МВт, годовая выработка – около 3,3 млрд кВт·ч, стоимость реализации – более 3,3 млрд долл.) и Казарманского каскада ГЭС (четыре станции общей мощностью 1160 МВт, ежегодная выработка около 4,7 млрд кВт·ч) [29]. В 2022 г. компания Orient Trade Investment Company (Казахстан) подписала Меморандум о соглашении на строительство Казарманского каскада ГЭС с ОАО «Электрические станции». Оценочная стоимость строительных работ – 1 млрд долл. [30].

Курпсайская ГЭС
Источник: centralasia-travel.com

Токтогульская ГЭС
Источник: trip-for-the-soul.ru

Также в январе 2022 г. кабинет министров Кыргызской Республики объявил о планах проведения первоочередных мероприятий по строительству Сары-Джазского каскада ГЭС, Чаткальского каскада ГЭС, Ала-Букинского каскада ГЭС, Куланакской и Кара-Бууринской ГЭС [31].

С 2017 г. проводится реконструкция Токтогульской ГЭС (в том числе замена всех 4 гидроагрегатов), срок окончания проекта – 2024 г. Планируется реконструкция основного и вспомогательного оборудования Уч-Курганской ГЭС, замена основного оборудования Ат-Башинской ГЭС [32].

Некоторые проекты реализуются с участием российских компаний. С марта 2022 г. «Росатом» реализует проект строительства малой ГЭС «Лейлек». Мощность станции должна составить 5,9 МВт, ежегодная выработка около 26,3 млн кВт·ч. «Росатом» выступит основным поставщиком оборудования для ГЭС, а также планирует построить ещё несколько малых ГЭС на территории страны. Финансирование осуществляет Российско-кыргызский фонд развития (РКФР) [33].

По состоянию на 2022 г. ветроэнергетика Кыргызстана развита слабо. Единственный крупный проект – строительство ветропарка «Эковинд» (Ecowind), мощность которого должна составить 500 МВт. Проект реализуется компанией ОАО «КыргызВинд Систем», которая также разрабатывает и производит оборудование для ветрогенераторов [34].

Крупные планы развития солнечной энергетики в стране отсутствуют.

Проектов развития тепловой энергетики в Кыргызстане нет.

Кыргызстан продолжает опираться на наиболее широко представленный в стране энергоресурс – гидроэнергетику. Ветроэнергетика способна потенциально стать вторым по значимости источником энергии, особенно в регионах Кыргызстана с низким гидроэнергетическим потенциалом. В целом, Кыргызстан проводит сбалансированную энергетическую политику, используя наиболее дешевые для своей территории энергоресурсы и привлекая иностранное финансирование.

Таджикистан

Таджикистан имеет наименее четко прописанную стратегию развития энергетического сектора. Генеральный план развития энергетического сектора Тад-

Генеральный план развития энергетики Таджикистана делает упор на гидроэнергетику. Самым масштабным энергетическим проектом плана является строительство Рогунской ГЭС, которое идет с 1976 г.

Сангтудинская ГЭС-1 *Источник: tj.sputniknews.ru*

жикистана, разработанный Corporate Solutions Consulting Limited (CSCL, Великобритания) в партнёрстве с Manitoba Hydro International Ltd. (MHI, Канада), предлагает различные сценарии развития энергетического сектора до 2039 г. Сценарии основаны на сроках полного ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС, крупнейшей электростанции Таджикистана. В плане не прописаны конкретные, законодательно обозначенные меры развития электроэнергетического сектора страны [35].

План предполагает развитие в первую очередь гидроэнергетики, в том числе малых ГЭС. Самым масштабным проектом развития гидроэнергетики страны является строительство Рогунской ГЭС, которое ведется с 1976 г. По состоянию на 2022 г. функционируют два гидроагрегата суммарной мощностью 1,2 ГВт, работающие не на полную мощность. К вводу планируется еще четыре гидроагрегата, что позволит довести установленную мощность Рогунской ГЭС до 3,6 ГВт [36]. Общая стоимость проекта составляет около 8 млрд долл. Окончательное завершение строительства станции ожидается к 2033 г. [37]. В качестве подрядчиков выступают итальянская Salini Impreglio [38], ОАО «Таджикгидроэлектромонтаж» [39] и российская АО «Чиркей ГЭС строй» (входит в «РусГидро») [40].

Государства Центральной Азии для реализации крупных энергетических проектов активно привлекают иностранных инвесторов и поставщиков технологий из Евросоюза, Китая, реже, из России

Также на стадии реализации находятся инвестиционные проекты «Реконструкция Нурекской ГЭС», которая позволит увеличить мощность станции с 3000 МВт до 3316,5 МВт. Срок реализации проекта – 2028 г., стоимость проекта оценивается в 192 млн долл. [41, 42].

Реконструкция ГЭС «Сарбанд» предполагает увеличение мощности с 240 МВт до 270 МВт. Подрядчиком выступает китайская Sinohydro, стоимость проекта – 136 млн долл. (средства получены за счет гранта Азиатского банка развития). По состоянию на март 2022 г. продолжалась реконструкция первого гидроагрегата станции, завершена реконструкция гидроагрегата № 2 [43].

Реконструкция Кайраккумской ГЭС позволит повысить эффективность работы станции и увеличить её мощность со 126 МВт до 174 МВт [44]. Завершение проекта ожидается к 2023 г. По состоянию на сентябрь 2022 г. стоимость проекта составила 200 млн долл., проект реализуется при поддержке Европейского банка реконструкции и развития [2]. Проект реализуют GE Renewable Energy и Cobra, подразделение испанской ACS Group [45].

С 2020 г. ведется подготовка технико-экономического обоснования постройки Шурабской (Шуробской) ГЭС установленной мощностью 850 МВт, стоимость проекта оценивается в 1–1,5 млрд долл.).

Согласно генеральному плану развития, ветроэнергетика не является приоритетным направлением развития энергетического сектора. ВЭС в Таджикистане имеют меньший потенциал по сравнению с гидроэнергетикой, однако план предусматривает строительство ВЭС мощностью 50 МВт.

Важнейшее влияние на стратегии развития электроэнергетического сектора Таджикистана и Кыргызстана оказывает

Проекты строительства крупных электростанций более масштабны в развитых Казахстане и Узбекистане. Небогатые Кыргызстан и Таджикистан реализуют менее затратные проекты, такие как ГЭС

межгосударственный проект CASA-1000, который объединит энергосистемы Кыргызстана, Таджикистана, Афганистана и Пакистана.

В рамках проекта CASA-1000 планируется строительство линии переменного тока высокого напряжения Датка (Кыргызстан) – Сангтуда (Таджикистан), строительство преобразовательной станции в Сангтуде и строительство линии постоянного тока высокого напряжения Сангтуда (Таджикистан) – Новшера (Пакистан). Общая стоимость проекта – 1,2 млрд долл., в рамках проекта в Южную Азию из Кыр-

Нурекская ГЭС, Таджикистан *Источник: Sputnik Igor Mixalev / oz.sputniknews.uz*

гызстана и Таджикистана будет экспортироваться порядка 4,6 млрд кВт·ч электроэнергии в год.

По состоянию на октябрь 2022 г. на 90% завершено строительство преобразовательной подстанции Сангтуда, продолжаются строительные работы по модернизации двух участков подстанций вдоль маршрута CASA-1000 (Сугд-500 и Регар-500), на 88% завершено строительство опор ЛЭП. Сроки реализации проекта неизвестны из-за приостановки строительства в Афганистане в связи с нестабильной ситуацией в стране [46].

Проект CASA-1000 способен стать драйвером развития для электроэнергетического сектора стран Центральной Азии. Выход на рынок стран Южной Азии, в первую очередь, Пакистана открывает возможности для наращивания выработки электроэнергии с целью импорта. Это особенно актуально для Кыргызстана и Таджикистана, стран с невысоким уровнем энергопотребления. Реализация проекта CASA-1000 рассматривается как ключ к ускоренному развитию энергетического сектора в Таджикистане и Кыргызстане.

Сырдарьинская ТЭС
Источник: minenergy.uz

Стратегия развития энергетического сектора Таджикистана сходна с Кыргызстаном, акцент делается на развитие электроэнергетики, привлекаются иностранные средства. Реализация гидроэнергетического потенциала Таджикистана позволит государству сделать электроэнергию важной статьей экспорта.

Выводы

По состоянию на 2023 г. энергетический сектор стран Объединенной центральноазиатской энергосистемы опирается на различные типы ресурсов – ископаемые углеводороды (газ, уголь) и гидроэнергию.

Стратегии развития предполагают значительную трансформацию энергетического сектора в двух странах региона – Узбекистане и Казахстане. Доля тепловой генерации в выработке электроэнергии должна сократиться за счет развития атомной, ветровой и солнечной энергетики.

На современном этапе развития государства региона для реализации крупных проектов привлекают иностранное финансирование и поставщиков технологий. Инвесторами выступают европейские, китайские и, реже, российские компании (преимущественно «Росатом»).

Проекты строительства крупных электростанций (например, АЭС) более масштабны в странах с более развитой экономикой – в Казахстане и Узбекистане. Небогатые Кыргызстан и Таджикистан реализуют менее затратные проекты, такие как строительство ГЭС.

Для Кыргызстана и Таджикистана важнейшее значение имеет реализация транснационального проекта CASA-1000, открывающего доступ к рынкам электроэнергии стран Южной Азии.

Использованные источники

1. *Шукуров С. М. К вопросу об истории освоения гидроэнергетических ресурсов среднеазиатских республик СССР в 1920–1945 гг. // Ученые записки. Электронный научный журнал Курского государственного университета. 2021. № 3 (59).*
2. *Исполнительный комитет электроэнергетического совета СНГ. – URL: https://cloud.mail.ru/public/TeWG/LEGpEewEX*
3. *Троицкий Е. Ф. Американо-казахстанские отношения в энергетической сфере (1992–2007 гг.) // Вестн. Том. гос. ун-та. 2008. № 313.*
4. *Маликов М. Х. Национальное примирение и энергетическая независимость Таджикистана // Вестник Педагогического университета. 2019. № 4 (81).*
5. *О вводе головного энергоблока № 1 Талимарджанской ГРЭС и подстанции «Согдиана». Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан, от 26.06.2001 г. № 270. – URL: https://lex.uz/ru/docs/1556351#undefined*
6. *ОАО «Сангтудинская ГЭС-1», официальный сайт. – URL: http://www.sangtuda.com/*
7. *О Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой» экономике. Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 г. № 577.*
8. *Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) страны в борьбу с изменением климата Республики Узбекистан. – URL: https://hydromet.uz/sites/default/files/inline-files/%D0%A4%D0%98%D0%9D%D0%90%D0%9B_%D0%A0%D0%A3%D0%A1%20%D0%9E%D0%B1%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5%20%D1%86%D0%B5%D0%BB%D0%B8%20%20NDC_0.pdf*
9. *Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) страны в борьбу с изменением климата Киргизской Республики. – URL: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/%D0%9E%D0%9D%D0%A3%D0%92%20%D0%A0%D0%A3%D0%A1%20%D0%BE%D1%82%2008102021.pdf*
10. *Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) страны в борьбу с изменением климата Республики Таджикистан. – URL: https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/NDC_TAJIKISTAN_RUSS.pdf*
11. *Доктрина (стратегия) достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года. Версия 2. Проект. – URL: https://legalacts.egov.kz/npa/view?id=11488215*
12. *Economic Research Institute of Qazaqstan. – URL: https://economy.kz/ru/Novosti_instituta/id=4512#*
13. *Бюро национальной статистики АСПиР РК.*
14. *АО «Самрук-Казына». Официальный сайт. – URL: https://sk.kz/press-center/news/76593/?lang=ru*
15. *ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ». – URL: https://rfc.kz/vie/about*
16. *Официальный сайт АО «Самрук Казына». – URL: https://sk.kz/press-center/news/76593/?lang=ru*
17. *АО «Самрук-Казына». Официальный сайт. – URL: https://sk.kz/press-center/news/76593/?lang=ru*
18. *Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 годы. – URL: https://minenergy.uz/uploads/1a28427c-cf47–415e-da5c-47d2c7564095_media_.pdf*
19. *Госкорпорация Росатом. Официальный сайт. – URL: https://rosatom.ru/journalist/news/tekhnicheskaya-akademiya-rosatoma-rosenergoatom-i-agentstvo-uzatom-podpisali-memorandum-o-vzaimoponi/*
20. *Министерство энергетики Узбекистана. – URL: https://minenergy.uz/ru/news/view/2215*
21. *Министерство энергетики Узбекистана. – URL: https://minenergy.uz/ru/news/view/1590*
22. *Министерство энергетики Узбекистана. – URL: https://minenergy.uz/ru/news/view/1607*
23. *Интернет-издание Asia-Plus. – URL: https://asiaplustj.info/ru/news/centralasia/20220325/tri-evropeiskie-kompanii-zanyalis-stroitelstvom-krupnoi-teplovoi-elektrostantsii-v-surhandare*
24. *Генеральный план комплексного развития энергетического сектора Кыргызской Республики. – URL: https://minenergo.gov.kg/media/uploads/2022/12/07/mp-kr-finalreport-rev5_v2_ru_website_YHP6v2s.pdf*
25. *Renewables Readiness Assessment. The Kyrgyz Republic. International Renewable EnergyAgency, Abu Dhabi. 2022.*
26. *Интернет-издание Экономист.kg. – URL: https://economist.kg/novosti/2022/09/01/stoimost-stroitelstva-kambaratinskoj-ges-1-vyrosla-s-3-do-6-mlrd-akylbek-zhaparov/*
27. *Интернет-портал СНГ. – URL: https://e-cis.info/news/566/101050/*
28. *Правительство Киргизской Республики. – URL: https://www.gov.kg/ru/post/s/sadyr-zhaparov-posetil-verkhne-narynskiy-kaskad-ges*
29. *Интернет-издание «Спутник». – URL: https://ru.sputnik.kg/20210217/kyrgyzstan-gehs-kaskady-1051489499.html*
30. *Исполнительный комитет электроэнергетического совета СНГ. – URL: http://energo-cis.ru/news/kaskad_ges_na_1_mlrd/*
31. *Интернет-издание «Спутник». – URL: https://ru.sputnik.kg/20220114/kyrgyzstan-ehnergetika-gehs-stroitelstvo-plany-1061221454.html*
32. *Национальный энергохолдинг Кыргызстана. – URL: https://nehk.energo.kg/content/page/74-investicionnye-proekty*
33. *Российско-кыргызский фонд развития. – URL: https://www.rkdf.org/pri-podderzhke-rkfr-budet-postroena-pervaya-malaya-ges-v-batkenskoj-oblasti-obshhej-stoimostyu-7-mln-dollarov/*
34. *Финансовое издание "Econimist". – URL: https://economist.kg/novosti/ekonomika/2021/10/08/da-budet-svet-kak-my-stroim-pervyj-v-kyrgyzstane-vetropark/*
35. *Генеральный план развития энергетического сектора Республики Таджикистан. – URL: https://mewr.tj/wp-content/uploads/files/Plan_razv_enrgo_tom1.pdf*
36. *Интернет-издание «Спутник». – URL: https://tj.sputniknews.ru/20220713/rahmon-rogun-ges-cena-1049960148.html*
37. *Интернет-издание «Спутник». – URL: https://tj.sputniknews.ru/20210805/rogunskaya-ges-finansirovanie-281-million-dollarov-1041418708.html*
38. *WeBuildGroup – официальный сайт. – URL: https://www.webuildgroup.com/en/media/press-releases/salini-impregilo-framework-agreement-for-3–9-billion-in-tajikistan*
39. *ТГЭМ – официальный сайт. – URL: https://tgem.tj/project/stroitelystvo_plotini_rogunskoy_ges._lot-2*
40. *ЧиркейГЭССтрой – официальный сайт. – URL: http://www.chges.ru/objects/*
41. *Евроазиатский банк развития. Доступ по ссылке: https://eabr.org/upload/EDB-WEC–CA-Report_RU_web.cleaned.pdf*
42. *Интернет-издание «Спутник». – URL: https://tj.sputniknews.ru/20200629/vb-reabilitatsia-nurek-ges-1031489238.html*
43. *Интернет-издание «Спутник». – URL: https://tj.sputniknews.ru/20220320/rakhmon-zapustil-tretiy-agregat-sarbandskoy-ges-1046935292.html*
44. *URL: https://sugdnews.com/2022/09/07/rekonstrukcija-kajrakkumskoj-gjes-prodolzhaetsja-2/*
45. *General Electric – официальный сайт.*
46. *CASA-1000. Официальный сайт проекта. – URL: https://www.casa-1000.org/ru/o-proekte-casa-1000/#about2_ru*

Транспортировка аммиака *Источник: ammiak-yg.com*

УДК 665.7.035, 665.7.038, 665.62 DOI 10.46920/2409-5516_2023_10189_80 EDN: DLFXXN

Глобальная декарбонизация: курс на водород

Global decarbonization: heading towards hydrogen

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

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

Водородный катамаран Energy Observer *Источник: designworldonline.com*

Аннотация. Первоначальные ожидания в отношении водородной энергетики оказались слишком оптимистичными. Однако переход на водород по-прежнему рассматривается как важный инструмент декарбонизации, свидетельством чему выступает появление все новых инициатив в области чистого водорода. Значительное внимание этой теме уделяется и в России. Однако учитывая недостатки т.н. «зеленого» водорода и, прежде всего, его высокую стоимость, более эффективной может оказаться ставка на другие типы водородного топлива. Здесь, помимо «желтого» и «голубого» водорода, особо следует выделить такой потенциально перспективный энергоресурс как ископаемый водород.
Ключевые слова: декарбонизация, энергопереход, водородная энергетика, зеленый водород, ископаемый водород.

Abstract. Initial expectations for hydrogen energy turned out to be too optimistic. However, the transition to hydrogen is still seen as an important tool for decarbonization, as the emergence of new clean hydrogen initiatives showed. In Russia considerable attention is paid to this issue. However, given the shortcomings of so-called “green” hydrogen and its high cost, relying on other types of hydrogen fuel may be more effective. Here, in addition to “yellow” and “blue” hydrogen, special mention should be made of such a potentially promising energy resource as fossil hydrogen.
Keywords: decarbonization, energy transition, hydrogen energy, green hydrogen, fossil hydrogen.

Помимо государств Европы, в глобальную водородную гонку включается все больше других стран, в том числе, из постсоветского пространства

Водородная ставка мировой энергетики

В мире появляется все больше новых проектов в сфере водородной энергетики. Так в сентябре 2023 г. было объявлено, что хорватская государственная энергетическая компания HEP на месте своей угольной электростанции планирует установить солнечную электростанцию и электролизер для получения водорода [1]. Практически одновременно с этим стало известно, что Марокко намерено запустить в следующем году свой проект в области «зеленого» водорода на фоне растущего глобального спроса на чистую энергию [2].

Главным претендентом на роль лидера зарождающейся глобальной водородной индустрии выступает Европа. Страны Евросоюза к 2050 г. намереваются инвестировать от 180 млрд до 470 млрд евро в водородный сегмент [3]. Значительная часть этих средств должна пойти на создание единой европейской инфраструктуры, которая бы позволила объединить формируемые сейчас национальные рынки водорода в странах ЕС в единое целое. Важнейшим компонентом данной инфраструктуры станут так называемые «зеленые коридоры», связывающие между собой центры производства и потребления водорода.

Первым крупным «зеленым коридором» может стать подводный трубопровод H2Med [5]. Этот проект был предложен европейскими операторами газотранспортных систем в лице французских Teréga и GRTgaz, испанской Enagás и португальской Ren. Он предназначен для транспортировки «зеленого» водорода с Пиренейского полуострова во Францию и Германию. В июне 2023 г. H2Med, пройдя первую положительную техническую квалификацию, получил от Еврокомиссии статус проекта, «представляющего общеевропейский интерес», что означает возможность претендовать на получение финансирования

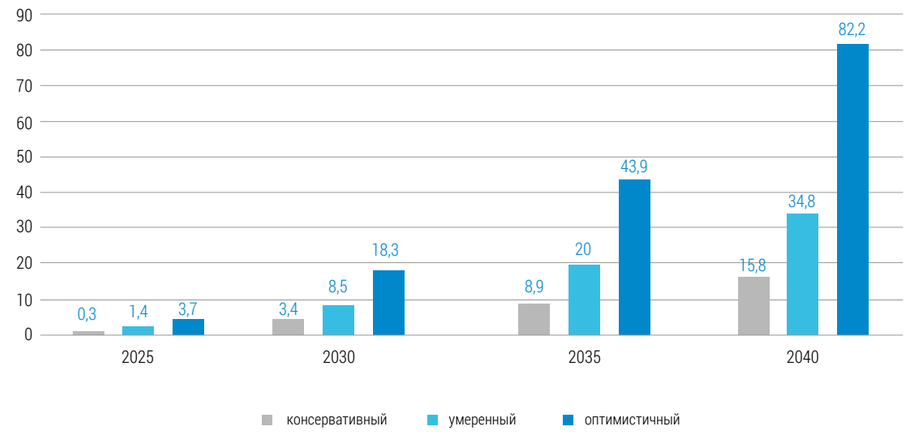


Рис. 1. Три варианта прогноза развития объемов мирового рынка водородного топлива

Источник: Delovoy Profil по данным Центра EnergyNet [4]

Рис. 2. Проект H2MED

Источник: En: former [8]

от ЕС. Окончательное решение по этому вопросу будет принято Еврокомиссией в ноябре этого года [6].

H2MED представляет собой водородную реинкарнацию отмененных планов строительства подводного газопровода MidCat. Он должен был соединить имеющуюся на Пиренеях трубопроводную сеть с сетью Франции и других европейских стран. Нынешний проект базируется на предпосылке, согласно которой переход на водород возможно осуществить с помощью уже существующей газовой инфраструктуры. Более того, ожидается, что в качестве временной меры H2MED первоначально будет осуществлять операции по транспортировке природного газа через Францию в Германию и Центральную Европу с вовлечением двух крупных терминалов СПГ – Barcelona в Испании и Fos Cavaou во Франции [7]. Модернизация H2MED для транспортировки «зеленого» водорода произойдет уже в последующем.

Помимо государств Европы, в глобальную водородную гонку включается все больше и других стран, в том числе, постсоветского пространства. Так в июле 2023 г. стало известно о скором начале при участии саудовской ACWA Power строительства комплекса по производству «зеленого» водорода в Узбекистане [9].

Одним из мировых лидеров по производству и экспорту «зеленого» водорода собирается стать Казахстан. Страна совместно с германской Svevind Energy GmbH планирует реализовать масштабный проект стоимостью 50 млрд долл., который с 2032 г. позволит вырабатывать для нужд европейского рынка до 2 млн т «зеленого» водорода в год. Это эквивалентно примерно одной пятой цели ЕС по импорту водорода к 2030 г. [10]. В июне 2023 г. в ходе своего визита в Казахстан президент ФРГ Франк-Вальтер Штайнмайер заверил, что Германия намерена и дальше поддерживать этот энергетический проект [11].

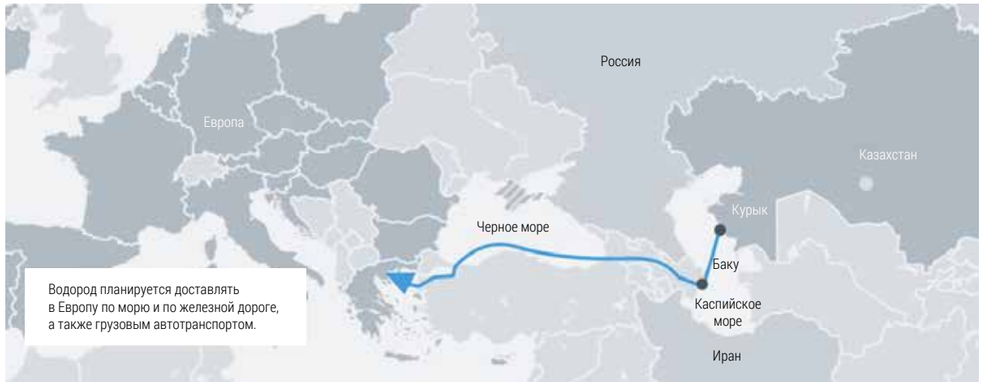


Рис. 3

Источник: DW [12]

Водородная повестка в России: от хайпа к разочарованию

Несколько лет назад в России также произошел резкий всплеск внимания к водородной проблематике. Водород стал рассматриваться в качестве будущей экспортной альтернативы ископаемому топливу. Считалось, что наша страна имеет хорошие предпосылки для того, чтобы войти в число мировых лидеров в сфере производства и экспорта низкоуглеродного водорода [12]. В частности, у России есть возможность поставлять водород, полученный путем паровой конверсии метана с улавливанием CO_2, с которым не способен конкурировать по цене водород, полученный методом электролиза [13].

Название кластера	Задачи кластера
Северо-Западный кластер	Ориентация на экспорт в страны ЕС и снижение углеродного следа продукции экспортно ориентированных предприятий
Восточный кластер	Ориентация на экспорт в Азию, развитие водородных инфраструктур в сфере транспорта и энергетики;
Арктический кластер	Ориентация на создание низкоуглеродных систем энергоснабжения территорий Арктической зоны РФ и/или экспорт водорода и энергетических смесей на его основе.

Таблица 1

Планируемые водородные кластеры согласно Концепции развития водородной энергетики РФ

Охвативший страну водородный хайп вызвал появление разнообразных проектов, связанных с водородом. Показательным в этом плане стал «Атлас российских проектов по производству низкоуглеродного и безуглеродного водорода и аммиака», опубликованный Минпромторгом в октябре 2021 г. В нем значилось более 40 проектов в 21 регионе РФ. Значительная часть представленных там инициатив выглядела ничем иным как дорогостоящими авантюрами с неясными коммерческими перспективами.

Однако постепенно энтузиазм по отношению к водороду стал затухать. Напротив, все сильнее стали раздаваться голоса скептиков, которые указывали на опасности и неопределенности, связанные с переходом на водород. Среди тех, кто призывал осторожнее относиться к этому виду топлива, были глава «Роснефти» Игорь Сечин, ректор Санкт-Петербургского горного университета Владимир Литвиненко, президент НИЦ «Курчатовский институт» Михаил Ковальчук.

Первым крупным «зеленым коридором» может стать подводный трубопровод H2Med. Он предназначен для транспортировки «зеленого» водорода с Пиренейского полуострова во Францию и Германию

Начавшиеся же в 2022 г. внешнеполитические пертурбации, казалось, вовсе поставили на долгую паузу какую-либо серьезную активность по водороду. Дело в том, что водородные перспективы РФ были тесно завязаны на сотрудничестве с западными компаниями и на будущий экспорт водорода в страны, которые после февраля 2022 г. были отнесены к «недружественным». К примеру, проект «Росатома» по производству водорода в рамках создаваемого водородного кластера на Сахалине реализовывался совместно с французской Air Liquide. При этом поставки планировалось осуществлять в соседнюю Японию и Южную Корею. В свою очередь, продвигаемые инициативы по производству водорода в западной части России были ориентированы на экспорт в европейские страны. Понятно, что новые геополитические реалии заставили надолго забыть о подобного рода планах.

«Новая нормальность» российской водородной энергетики

После некоторого замешательства со второй половины 2022 г. водородная повестка в РФ вновь пришла в оживление. Правда, сроки реализации многих проектов были перенесены. К примеру, планы РЖД, «Русатом Оверсиз» и «Трансмашхолдинга» начать эксплуатацию в Сахалинской области пассажирских поездов на водороде оказались сдвинутыми с 2024 г. на конец 2025 г.

Кроме того, пришлось значительно поумерить амбиции по внешней экспансии и скорректировать в сторону снижения прогнозы по производству водорода. Так в июне 2022 г. стало известно, что Минэнерго в своем проекте комплексной программы развития водородной энергетики до 2030 г. почти в два раза снизило ориентир по экспорту водорода из РФ – с 9,5 млн до 4,5 млн т. Также из перечня основных импортеров были исключены Германия, Япония и Южная Корея. Прогноз по фактическому экспорту был уменьшен с 2,2 млн до 1,4 млн т в год к 2030 г. [14].

Однако даже эти скорректированные вниз цифры по водороду выглядели чрезмерно оптимистично. Поэтому в утвержденной в конце 2022 г. дорожной карте «Развитие водородной энергетики» на период до 2030 г. в России был запланирован рост производства низкоуглеродного водорода лишь до 550 тыс. т в год [15]. Причем практически весь этот объем планировалось направить на внутреннее потребление. Кроме того, при формировании водородной энергетики решено было сделать особый упор на отечественные технологические компетенции, а также на экспорт технологий и оборудования.

Что касается экспорта, то в качестве целевого рынка сбыта российского водорода стал рассматриваться Китай и другие «дружественные» страны, в том числе, в рамках формата БРИКС, БРИКС+, ШОС и ЕАЭС. Здесь, по некоторым оценкам, до 2035 г. сформируется спрос объемом более 30 млн т водорода [16]. Это теоретически оставляет шансы для нашей страны на вхождение в пул глобальных экспортеров этого вида топлива. Однако и с «дружественными странами» не все так просто. К примеру, КНР имеет собственные планы по производству низкоуглеродного водорода и намерен достичь в этой области полного самообеспечения. Подобный приоритет для себя выбрала и Индия. В июне 2023 г. индийский премьер Нарендра Моди заявил, что у страны есть намерение выйти в мировые лидеры по производству чистого водорода [17].

В июне 2022 г. Минэнерго в проекте комплексной программы развития водородной энергетики до 2030 г. почти в два раза снизило ориентир по экспорту водорода из РФ – с 9,5 млн до 4,5 млн т

В случае, если ориентация на экспорт перестает быть драйвером российской водородной энергетики, а упор делается на внутреннее потребление и развитие технологий, то это означает необходимость

Водородная АЗС

Источник: iwatani.co.jp

В качестве долгосрочных целевых рынков сбыта российского водорода стал рассматриваться Китай и другие «дружественные страны», в том числе, в рамках формата БРИКС, БРИКС+, ШОС и ЕАЭС

смены предыдущей парадигмы развития отрасли. Так «подвисают» планы производства водорода на Дальнем Востоке и, в частности, в рамках продвигаемого «Росатомом» водородного кластера на Сахалине. Во-первых, рынки Японии и Южной Кореи оказались закрыты для российского водорода, а планы по поставкам в Китай и Индию основаны больше на «хотелках», нежели на реальности. Во-вторых, потенциал внутреннего спроса в дальневосточных регионах РФ явно недостаточен.

Напротив, гораздо перспективней оказываются проекты по производству водорода в европейской части страны. Им будет гораздо легче найти своего внутреннего потребителя. Правда, регуляторам необходимо будет найти способы стимулировать спрос на низкоуглеродный водород внутри страны. Вопрос о том, как это сделать, пока остается открытым.

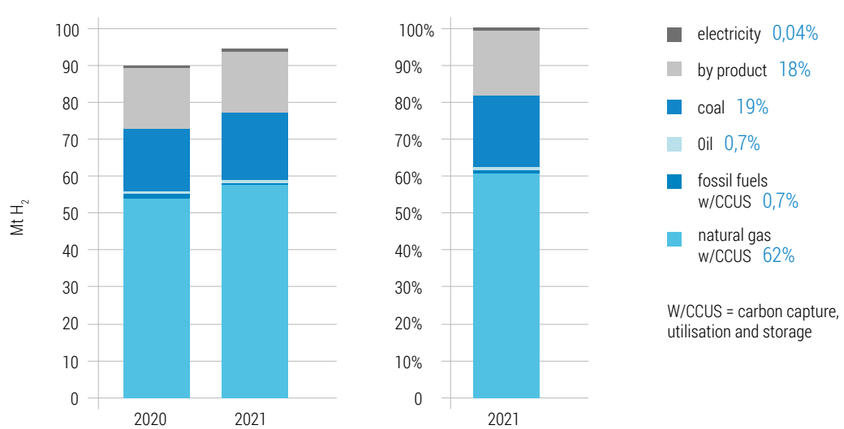
Водородное счастье может быть под ногами

Несмотря на то, что водород активно рекламируется как топливо будущего, развитие водородной энергетики сейчас сталкивается с существенными проблемами. Помимо вопросов с хранением и транспортировкой, основным камнем преткновения выступает стоимость «зеленого» водорода. По данным IEA, она составляет от 3 до 7,5 долл. за кг [18]. Правда, уверяется, что эта цена по мере развития технологий будет снижаться. В частности, согласно оценкам BloombergNEF, стоимость чистого водорода может уменьшится к 2050 г. на 85%, опустившись ниже 1 долл. за кг [19]. Однако такое возможно лишь в случае кардинального снижения цен на возобновляемую энергию, поскольку на ее производство приходится около 70% себестоимости «зеленого» водорода [20].

Что касается более короткой перспективы, то здесь потенциал снижения цены «зеленого» водорода гораздо скромнее. К примеру, по мнению IEA, до 2030 г. можно ожидать падения его стоимости только на 30% [21]. Причем даже в случае, если этот прогноз окажется верным, достижение конкурентоспособности «зеленого» водорода станет возможным лишь через какое-то время. Подобная неопределенность пока делает возобновляемую водородную энергетику не самым привлекательным объектом для инвестиций [22]. Так к сентябрю 2023 г. прогноз роста мощностей

Рис. 4

Источник: Инфотэк [27]



Энергосистема Panasonic ene-Farm

Источник: news.filehippo.com

по производству электролизеров на текущий год сократился на 19% по сравнению с январем. Производители оборудования для «зеленого» водорода столкнулись с сокращением заказов по проектам в сфере ВИЭ и поэтому были вынуждены впервые с 2021 г. снизить свои планы по расширению производства [23].

Дороговизна «зеленого» водорода способствует снижению его привлекательности по сравнению с конкурентами в качестве инструмента декарбонизации. К примеру, стали уже обыденностью появление результатов исследований, демонстрирующих преимущества электрического автотранспорта перед водородным аналогом. Очередная такая работа была опубликована в сентябре 2023 г. в Journal of Energy Storage. В ней приводятся данные итальянского научно-исследовательского института Eurac Research, согласно которым эксплуатация автобусов на аккумуляторах обходились в среднем в 2,3 раза дешевле на километр, чем у транспорта на водородных топливных элементах [24]. Не все гладко складывается и с внедрением поездов на водороде. В августе 2023 г. в германской государственной транспортной компании LNVG, которая построила первую в мире железнодорожную линию, работающей только на водороде, заявили, что больше не намерены вводить новые водородные поезда. Причина в том, что аккумуляторно-электрические модели оказались «дешевле в эксплуатации» [25].

В свою очередь, в России намеревались основной упор сделать на «голубой» и «желтый» водород, производимый, соответственно, из метана с улавливанием CO_2 и путем электролиза с использованием атомной энергии. Стоимость водорода, относимого к этим типам, ниже, чем у «зеленого». Однако они считаются не вполне экологичными и не соответствующими полностью цели достижения углеродной нейтральности.

Если ориентация на экспорт перестает быть драйвером российской водородной энергетики, то упор делается на внутреннее потребление, что потребует смены предыдущей парадигмы развития отрасли

Водородный автобус КАМАЗ-6290

Источник: koleso-gid.ru

К примеру, утвержденная Правительством Германии в конце июля 2023 г. обновленная водородная стратегия подверглась критике со стороны экологов из-за того, что она предполагает импорт и использование, в том числе, «голубого» водорода.

Между тем, возможно, что выход из тех сложностей, с которыми сталкивается как мировая, так и российская водородная энергетика, лежит, в прямом смысле, под ногами. Помимо «зеленого», «желтого», «голубого» и т. д. существует иной тип водорода, который может кардинально изменить подход к данному виду топлива. Это – ископаемый водород. Он присутствует в подземных коллекторах подобно природному газу. Его можно добывать с минимальной переработкой и выбросами. В качестве топлива он может оказаться дешевле и удобней, нежели «зеленый» водород.

Пока природный водород является недостаточно изученным ресурсом. Отсутствует более-менее ясная картина по его потенциалу, доступности и стоимости. Однако, к примеру, по некоторым оценкам, бассейн Лотарингии во Франции может содержать 46 млн т водорода, что эквивалентно половине его текущего производства в мире [27]. Имеются потенциал по ископаемому водороду и в России. С 1 августа 2023 г. водород входит в общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод, что теоретически позволяет начать его геологоразведку и добычу в стране. Впрочем, на сегодняшний момент Минприроды не располагает информацией о запасах и ресурсах водорода в российских недрах [28].

Тем не менее, вполне возможно, что именно ископаемый водород даст России шанс на получение достойного места в глобальной водородной повестке. Для этого требуется сочетание уже имеющихся технологий добычи природного газа и разрабатываемых технических решений в области хранения, транспортировки и использования водорода. На этом стыке и может возникнуть тот инновационный задел, который позволит России сохранить за собой статус энергетической сверхдержавы, несмотря на новые реалии, связанные с геополитикой и энергопереходом.

Использованные источники

1. *HEP eyes hydrogen production at site of its lone coal power plant Plomin. Balkan Green Energy News. 06.09.2023. URL: https://balkangreenenergynews.com/hep-eyes-hydrogen-production-at-site-of-its-lone-coal-power-plant-plomin/.*
2. *Morocco plans to launch green hydrogen project in 2024. Middle East Monitor. 06.09.2023. URL: https://www.middleeastmonitor.com/20230906-morocco-plans-to-launch-green-hydrogen-project-in-2024/.*
3. *Прокопьев И. Зажечь зеленый свет. Российская газета. 03.12.2020. URL: https://rg.ru/2020/12/03/reg-sibfo/nuzhna-li-rossii-vodorodnaia-energetika.html.*
4. *Водородная энергетика: ключевые направления развития, пересмотр планов, инвестиции. Delovoy Profil. 18.01.2023. URL: https://delprof.ru/press-center/open-analytics/vodorodnaya-energetika-klyuchevye-napravleniya-razvitiya-pere-smotr-planov-investitsii/.*
5. *The H2Med pipeline will transport 2 million tons of green hydrogen per year between Spain, Portugal and France. ReVe. 10.12.2022. URL: https://www.evwind.es/2022/12/10/the-h2med-pipeline-will-transport-2-million-tons-of-green-hydrogen-per-year-between-spain-portugal-and-france/89191.*
6. *Евросоюз может профинансировать проект водородного трубопровода H2Med. Neftegaz.RU. 19.06.2023. URL: https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/783992-evrosoyuz-mozhet-profinansirovat-proekt-vodorodnogo-truboprovoda-h2med/.*
7. *Jaller-Makarewicz A. M. A gas pipeline in disguise? Known unknowns about H2Med. IEEFA. 08.12.2022. URL: https://ieefa.org/resources/gas-pipeline-disguise-known-unknowns-about-h2med.*
8. *En: former. URL: https://www.en-former.com/en/h2med-pipelines-to-supply-europe-with-hydrogen/.*
9. *Проект по «зелёному» водороду в Узбекистане планируется начать в августе. Gazeta.uz. 21.07.2023. URL: https://www.gazeta.uz/ru/2023/07/21/hydrogen/.*
10. *Dezem V. Kazakhstan Signs Deal to Make Hydrogen at a $50 Billion-Plant. Bloomberg. 27.10.2022. URL: https://www.bloomberg.com/news/articles/2022–10–27/kazakhstan-signs-deal-to-make-hydrogen-at-a-50-billion-plant.*
11. *Триппе К. Будет ли Казахстан снабжать Европу «зеленым» водородом? DW. 22.06.2023. URL: https://www.dw.com/ru/budet-li-kazahstan-snabzat-evropu-zelenym-vodorodom/a-66004249.*
12. *URL: https://www.dw.com/ru/budet-li-kazahstan-snabzat-evropu-zelenym-vodorodom/a-66004249.*
13. *Новак А. Водород: энергия «чистого» будущего. Энергетическая политика. 15.04.2023. URL: https://energypolicy.ru/vodorod-energiya-chistogo-budushhego/business/2021/13/15/?ysclid=lkd79w33o4276725462.*
14. *Веселов Ф., Соляник А. Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка. Энергетическая политика. 04.05.2022. URL: https://energypolicy.ru/ekonomika-proizvodstva-vodoroda-s-uchetom-eksporta-i-rossijskogo-rynka/energoperehod/2022/09/04/?ysclid=lke6mwayhv191357301.*
15. *Дятел Т., Смертина П. Водород уже не тот. Коммерсантъ. 02.06.2022. URL: https://www.kommersant.ru/doc/5381838?ysclid=lkcs0aiirm438993663.*
16. *Денис Дерюшкин: нельзя упустить возможности развития водородной энергетики. Инфотэк. 03.04.2023. URL: https://itek.ru/analytics/denis-derjushkin-rf-ne-dolzhna-upustit-vozmozhnosti-tehnologicheskogo-razvitiya-vodorodnoj-energetiki/.*
17. *Гайда И. Водород оказался нелегким газом для России. НГ-Энергия. 12.02.2022. URL: https://www.ng.ru/energy/2022–12–12/15_8613_hydrogen.html?ysclid=lkcxcxolel995707219.*
18. *Индия хочет стать первой в мире по водороду. Нефть и Капитал. 22.07.2023. URL: https://oilcapital.ru/news/2023–07–22/indiya-hochet-stat-pervoy-v-mire-po-vodorodu-2991608.*
19. *Costs of Green Hydrogen Production and Storage. PowerEfficiency. URL: https://powerefficiency.com/costs-of-green-hydrogen-production-and-storage/.*
20. *BloombergNEF Green hydrogen to cost less than natural gas by 2050. Hydrogen Central. 07.04.2021. URL: https://hydrogen-central.com/bloombergnef-green-hydrogen-cost/.*
21. *4 technologies that are accelerating the green hydrogen revolution. Word Economy Forum. 29.06.2021. URL: https://www.weforum.org/agenda/2021/06/4-technologies-accelerating-green-hydrogen-revolution/.*
22. *The Future of Hydrogen. IEA. June 2019. URL: https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen.*
23. *Европейские производители не торопятся переходить с природного газа на водород. Нефть и капитал. 01.08.2023. URL: https://oilcapital.ru/news/2023–08–01/evropeyskie-proizvoditeli-ne-toropyatsya-perehodit-s-prirodnogo-gaza-na-vodorod-3000583.*
24. *Parkes R. Why are green hydrogen electrolyser makers putting the brakes on factory capacity expansion? Hydrogen Insight. 31.08.2023. URL: https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/analysis-why-are-green-hydrogen-electrolyser-makers-putting-the-brakes-on-factory-capacity-expansion-/2–1–1509259.*
25. *Poggio A. et al. Monitored data and social perceptions analysis of battery electric and hydrogen fuelled buses in urban and suburban areas. Journal of Energy Storage. V.72, Part C. 2023. https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108411.*
26. *Collins L. No more hydrogen trains. Hydrogen Insight. 03.08.2023. URL: https://www.hydrogeninsight.com/transport/no-more-hydrogen-trains-rail-company-that-launched-worlds-first-h2-line-last-year-opts-for-all-electric-future/2–1–1495801.*
27. *Инфотэк. URL: https://itek.ru/analytics/denis-derjushkin-rf-ne-dolzhna-upustit-vozmozhnosti-tehnologicheskogo-razvitiya-vodorodnoj-energetiki/.*
28. *Messad P. Excitement grows about 'natural hydrogen' as huge reserves found in France. EURACTIV France. 30.06.2023. URL: https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/excitement-grows-about-natural-hydrogen-as-huge-reserves-found-in-france/.*
29. *Минприроды разъяснило последствия признания водорода полезным ископаемым. Интерфакс. 25.07.2023. URL: https://www.interfax.ru/russia/913132.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №10(189) / 2023

31 ОКТЯБРЯ – 3 НОЯБРЯ 2023

GF

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

ПАРТНЕРЫ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626), GF@EXPOFORUM.RU

@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ РАНЬШЕ ВСЕХ!

18+
GAS-FORUM.RU

Международная конференция по водородной энергетике

26–27 октября 2023
Москва

Отель Метрополь
ih2con.com

Ключевые темы:

- Водородная энергетика в России и в мире;
- Производство оборудования и новые технологии для водородной энергетики: вызовы и возможности для России;
- Международное научно-техническое сотрудничество;
- Водородный транспорт и инфраструктура.

+7 (495) 640-34-64
mail@oilandgasforum.ru

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

РОСКОНГРЕСС Пространство доверия

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ЛУКОЙЛ

ГАЗПРОМБАНК

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД TATNEFT

РОССЕТИ

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
zhudifeng / depositphotos.com