

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№2(193), февраль 2024

РГАСНТИ 44.09.29



Тема номера

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ТРАДИЦИОННЫХ ОТРАСЛЯХ



«Россети» —
вместе
в будущее

МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА-
ФОРУМ

РОССИЯ



ЭНЕРГ  Я
ЖИЗНИ



МОСКВА, ВДНХ
04.11.2023—12.04.2024
RUSSIA.RU

Содержание

Слово редакторов

- 5 В. Бушуев, А. Горшкова.**
Облачные потребители против энергетических тяжеловесов

Регионы

- 6 Г. Панаиотов.** Венесуэла и Гайана: нефтегазовое противостояние в Латинской Америке
- 18 А. Мастепанов, А. Сумин, Б. Чигарев.**
Энергетика Египта на пороге перемен: энергопереход и вступление в БРИКС
- 42 С. Сендеров, Е. Смирнова, С. Воробьев.**
Оценка энергетической безопасности в регионах Приволжского ФО с использованием нормированных оценок

Энергопереход

- 56 А. Ишков, Н. Нестеров, К. Романов, Е. Колошкин, С. Настич, В. Егоров, В. Лопаткин.**
Риски использования газотранспортной системы для водородной энергетики
- 68 В. Бушуев, В. Зайченко, А. Чернявский, А. Шевченко.**
Энергетический переход: перспективы использования биомассы
- 84 И. Полетаев.** Энергоэффективность и развитие экономики в современных условиях

Энергетика

- 90 Ф. Веселов, А. Макаров, А. Хоршев, И. Ерохина.**
Развитие электроэнергетики – на распутье стратегических решений



Contents

Editor's Column

- 5 V. Bushuev, A. Gorshkova.**
Cloud Consumers versus Energy Heavyweights

Regions

- 6 G. Panaiotov.** Venezuela and Guyana: oil and gas confrontation in Latin America
- 18 A. Mastepanov, A. Sumin, B. Chigarev.**
Egypt's energy sector is on the verge of change: energy transition and entry into BRICS
- 42 S. Senderov, E. Smirnova, S. Vorobyov.**
Assessment of energy security in the regions of the Volga federal district using normalized assessments

Energy transition

- 56 A. Ishkov, N. Nesterov, K. Romanov, E. Koloshkin, S. Nastich, V. Egorov, V. Lopatkin.**
Risks of using the gas transportation system for hydrogen energy
- 68 V. Bushuev, V. Zaichenko, A. Chernyavsky, A. Shevchenko.**
Energy transition: development prospects
- 84 I. Poletaev.** Energy efficiency and economic development in modern conditions

Energy

- 90 F. Veselov, A. Makarov, A. Khorshev, I. Erokhina.**
Electric power industry development – at the crossroads of strategic decisions

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. Богдавленский – член-корр. РАН, д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН
А. И. Громов – к. г. н., гл. директор по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»
А. Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН
С. А. Добролюбов – акад. РАН, д. г. н., проф., декан географического факультета МГУ

О. В. Жданев – 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. РАН, д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН

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

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Виолетта Локтева

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
127083, г. Москва, улица 8 марта, д. 12
+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: 05.02.2024

16+



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Облачные потребители против энергетических тяжеловесов

Что чище, газ или возобновляемые источники энергии? Какие перспективы сохраняются у нефти и угля? Мы так привыкли спорить, как изменятся источники и поставщики энергоресурсов, что не задумываемся порой о том, как эволюционируют их основные потребители. Не исключено, что уже в ближайшей перспективе спрос на электроэнергию станут формировать не крупные промышленные предприятия, а жилищно-бытовой сектор, электротранспорт и центры обработки данных, необходимые для развития систем искусственного интеллекта. Уже 4 года подряд совокупные капитальные затраты 4 крупнейших «облачных» компаний – Alphabet, Amazon, Meta (признана в РФ экстремистской и запрещена) и Microsoft, превышают капитальные затраты крупнейших в мире нефтегазовых концернов BP, Chevron, Exxon Mobil и Shell. В следующем году этот разрыв может вы-

расти в 2,5 раза: 200 млрд долл. инвестиций облачных компаний против 80 млрд долл. нефтегазовых тяжеловесов. Энергопотребление ЦОДов и облачных сервисов за три ближайших года, по текущим оценкам МЭА, может вырасти более чем в 2 раза и превысить 1000 ТВт·ч. И, скорее всего, эти оценки в самое ближайшее время будут пересмотрены, так как вычислительные мощности под развитие искусственного интеллекта удваиваются каждые полгода. На этом фоне многие специалисты уже сейчас предрекают серьезный дефицит электроэнергии и трансформаторов на глобальном уровне в среднесрочной перспективе, кардинальный пересмотр механизмов поставок электроэнергии и развитие принципиально новых систем взаимоотношений на электроэнергетических рынках. И это окажет большее влияние на мировую энергетику, чем текущие геополитические столкновения.

Венесуэла и Гайана: нефтегазовое противостояние в Латинской Америке

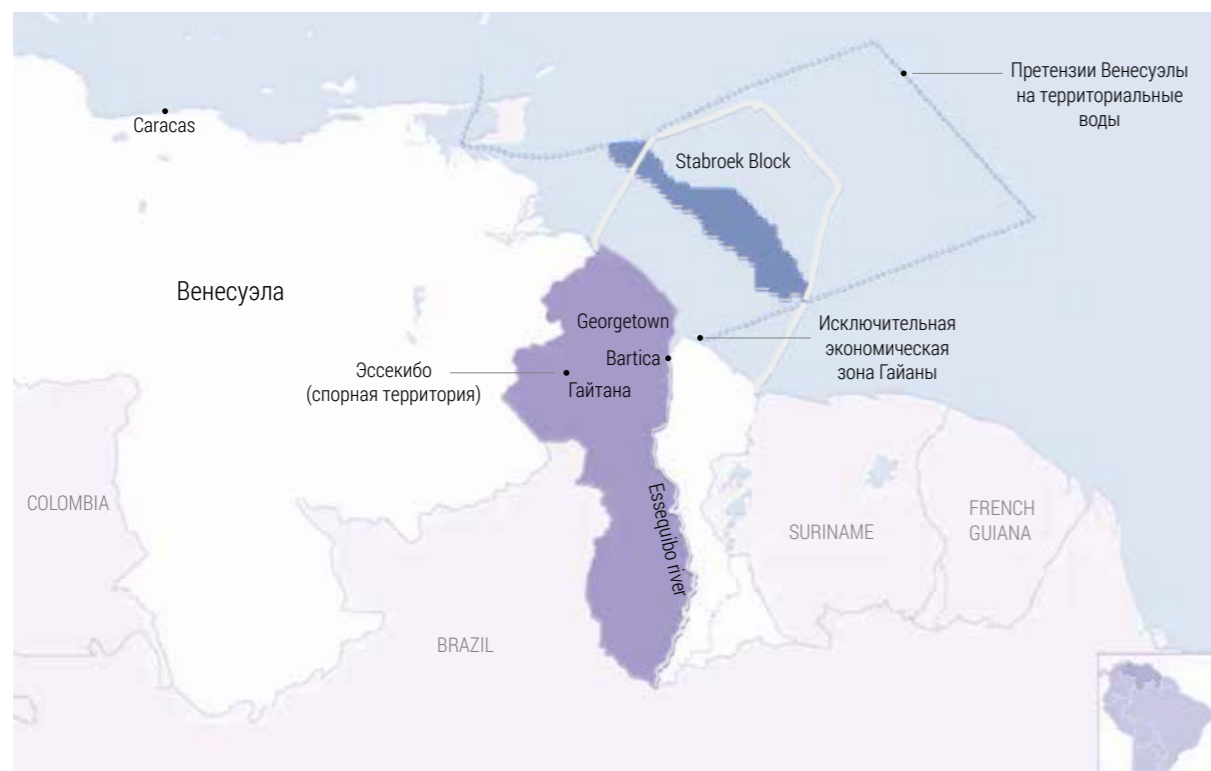
Venezuela and Guyana: oil and gas confrontation in Latin America

Георгий ПАНАИОТОВ
Эксперт энергетического департамента
Фонда «Институт энергетики и финансов»
E-mail: g_panaiotov@fief.ru

Georgy PANAIOTOV
Expert of the Energy department,
Institute for Energy and Finance
E-mail: g_panaiotov@fief.ru

Рис. 1. Карта спорных территорий и расположения запасов нефти

Источник: *Financial Times*



Аннотация. В статье анализируются ключевые причины обострения территориального спора Венесуэлы и Гайаны в условиях международной геополитической напряженности, экономического кризиса и трансформации глобальных энергетических рынков. Особое внимание уделяется анализу внешних и внутренних экономических эффектов, лежащих в основе территориального конфликта, а также анализу состояния и перспектив развития нефтегазового сектора обеих стран.

Ключевые слова: Венесуэла, Гайана, Эссекибо, нефть, природный газ, международный конфликт, энергетический рынок, Латинская Америка.

Abstract. The article analyzes the key reasons for the escalation of the territorial dispute between Venezuela and Guyana in the context of international geopolitical tensions, the economic crisis, and the transformation of global energy markets. Particular attention is paid to the analysis of external and internal economic effects underlying the territorial conflict, as well as an analysis of the state and prospects for the development of the oil and gas sector of both countries.

Keywords: Venezuela, Guyana, Essequibo, oil, natural gas, international conflict, energy market, Latin America.

Хронология конфликта

Территория и акватория к западу от одноименной реки Эссекибо общей площадью 159,5 тыс. км² является предметом пограничных споров двух стран с 1831 г., когда британской колонии Гайане удалось получить власть над регионом, исторически принадлежащим Венесуэле.

Венесуэла последовательно отстаивала право на данную территорию, но в 1899 г. проиграла дело в ходе международного арбитражного разбирательства, по которому Международный арбитражный суд в Париже присудил ей около 20% оспариваемой территории. Однако перед объявлением в 1966 г. независимости Гайаны Венесуэле удалось заключить выгодное для себя Женевское соглашение с Великобританией, которое, фактически, дезавуировало судебное решение 1899 г. и оставило территориальный спор открытым, «заморозив» его на неопределенный срок.

Ситуация в регионе начала меняться с 2015 г., когда в акватории Эссекибо американская компания ExxonMobil открыла крупные запасы высококачественной легкой нефти. Это открытие привело к активизации геологоразведочных работ в стране и дальнейшему увеличению оценок запасов нефти в Гайане, которые за 8 лет выросли с 1,4 до 11 млрд барр.

В 2023 г. споры вокруг территориальной принадлежности этого региона разгорелись вновь, а их катализатором стало разрешение властей Гайаны для 6 зару-

//

**Запасы нефти Гайаны
составляют около
11,5 млрд барр. или
20% от общего объема
запасов, обнаруженных
в мире за период с 2015
по 2023 гг.**

Третьего декабря 2023 г. в Венесуэле состоялся общенациональный референдум о присоединении провинции Эссекибо, занимающей 74% площади соседней страны Гайаны. Таким образом, Президент Венесуэлы Николас Мадуро заставил мир говорить о том, что в ближайшее время возможен новый этап старого регионального конфликта, предпосылки которого тесно связаны с нефтегазовым потенциалом этого региона.

Речь идет о контроле над более чем 11 млрд барр. запасов высококачественной легкой малосернистой нефти (рис. 1).

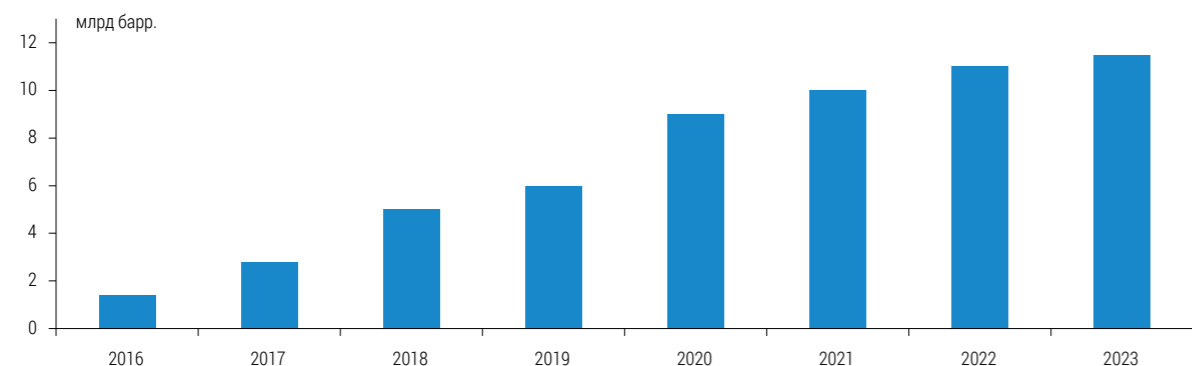


Рис. 2. Динамика изменения оценок доказанных нефтяных запасов Гайаны

Источник: Институт энергетики и финансов по данным Геологической службы США (USGS)

бежных нефтегазовых компаний, включая ExxonMobil, на буровые работы в спорной акватории у побережья Эссекибо, что вызвало ожидаемый протест со стороны властей Венесуэлы. Поскольку на карту поставлены миллиарды баррелей запасов нефти, Гайана обратилась в Международный суд ООН для разрешения территориальных противоречий двух стран.

Однако с точки зрения властей Венесуэлы, данный конфликт не может подлежать юрисдикции Международного суда ООН, и необходима демаркация границ двух стран путем прямых двусторонних переговоров. Ввиду отсутствия реакции властей Гайаны на условия Венесуэлы, 3 декабря 2023 г. Президент Венесуэлы Николас Мадуро провел консультативный референдум о признании региона Эссекибо внутренней провинцией Венесуэлы. Положительные результаты референдума позволили властям Венесуэлы объявить о включении этого региона в состав страны и создании нового штата Гайана-Эссекибо с немедленным предоставлением его населению венесуэльского гражданства. Позднее, 6 декабря Венесуэла мобилизовала армию и сосредоточила войска на границе со спорной территорией.

В ответ на действия Венесуэлы в Гайане провели мобилизацию войск и усилили воинский контингент на границе, а также предупредили о готовности обратиться в Совбез ООН. Президент Гайаны Ирфаан Али заявил о готовности защищать территориальную целостность страны и поддержке контактов с союзниками, прежде всего США. При этом было отмечено, что ключевым средством обеспечения безопасности Гайаны остается дипломатия.

По итогам двусторонних переговоров, состоявшихся 14 декабря 2023 г. на территории государства Сент-Винсент и Гренадины, стороны договорились воздержаться от эскалации и продолжить обсуждение территориального спора, однако на текущий момент никаких конкретных шагов по разрешению конфликта не было реализовано.

Гайана: новая нефтегазовая экономика Латинской Америки

Огромный международный интерес к Гайане обусловлен высокими показателями успешности геологоразведочных ра-

Таблица 1. Главные добычные проекты Гайаны

Источник: ИЭФ по данным Exxon Mobil, Reuters, OilNOW

Проект	Объем добычи, тыс барр./сут.	Год	Инвестиции, млрд долл. США
Liza Phase 1	120	2019	3,6
Liza Phase 2	220	2022	6
Payara	220	2023	9
Yellowtail	250	2025	9
Uaru	250	2026	12,7
Whiptail	250	2027	12,9

бот, проведенных в период 2015–2023 гг. американской компанией ExxonMobil. По оценке Геологической службы США, на 2023 г. доказанные запасы нефти, открытые в Гайане, составляют около 11,5 млрд баррелей или 20% от общего объема запасов нефти, обнаруженных в мире за период с 2015 по 2023 гг. (рис. 2).

До начала добычи нефти в 2019 г., экономика Гайаны практически полностью зависела от сельского хозяйства и горнодобывающей промышленности. Но масштабная разработка запасов углеводородов позволила увеличить долю нефтегазового сектора до почти половины ВВП страны и значительно упрочить экономическое положение этого небольшого южноамериканского государства.

Так, по данным МВФ, начиная с 2020 г., Гайана является самой быстрорастущей экономикой мира. В 2022 г. экономика этой страны выросла на 62,3%, в 2023 г. – на 38,4%, а в 2024 г. ожидается прирост ВВП Гайаны на уровне 26–27% (рис. 3). Нефть уже приносит правительству этой страны свыше 1 млрд долл. США ежегодных налоговых поступлений, а к 2040 г. они могут вырасти до 7,5 млрд долл.

В настоящий момент в Гайане добывается около 375 тыс. барр. нефти в сутки. Однако по прогнозам S&P Global

Огромный международный интерес к Гайане обусловлен высокими показателями успешности геологоразведочных работ, проведенных в период 2015–2023 гг. американской компанией ExxonMobil

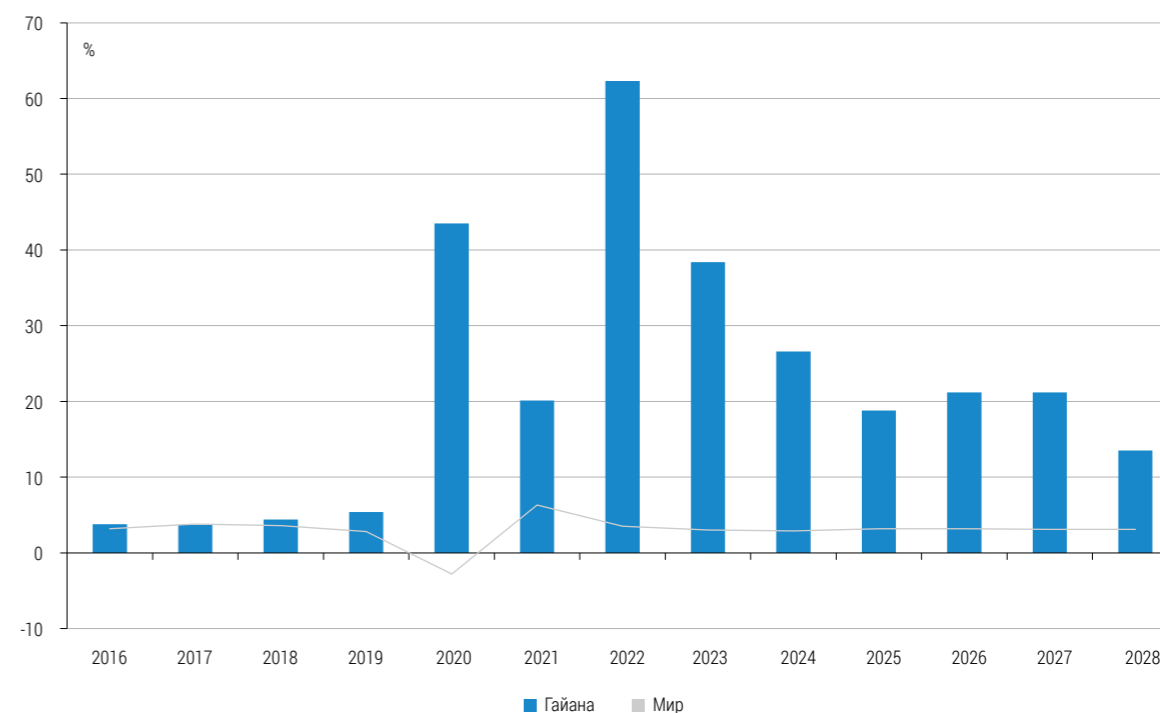
и U. S. Energy Information Administration (EIA), добыча нефти в этой стране уже в 2024 г. может достичь 600–620 тыс. б/с.

Ключевым игроком в нефтегазовом секторе страны является консорциум международных нефтегазовых компаний (далее – консорциум) под управлением ExxonMobil (доля участия 45%), в состав которого также входят американская компания Hess¹ (30%) и китайская корпорация CNOOC (25%). На сегодняшний день консорциум занимается разработкой всех добычных проектов в Гайане (таблица 1).

¹ В 2024 г. компания Hess должна войти в состав американской корпорации Chevron по итогам сделки, объявленной 23 октября 2023 г.

Рис. 3. Прогноз изменения ВВП Гайаны и мира

Источник: ИЭФ по данным МВФ



С 2020 г. Гайана является самой быстрорастущей экономикой мира. В 2022 г. экономика этой страны выросла на 62,3%, в 2023 г. – на 38,4%, а в 2024 г. ожидается прирост ВВП на уровне 26–27%

Кроме того, ExxonMobil проводит активное исследование месторождения Fangtooth, которое станет основой для седьмого проекта в блоке Стабрук.

При этом власти Гайаны активно привлекают к освоению нефтегазового потенциала страны и другие иностранные энергетические компании. Так, в октябре 2023 г. по завершении первого раунда лицензирования на шельфе правительство Гайаны заявило о выдаче восьми лицензий на добычу нефти таким компаниям, как Qatar Energy (Катар), Liberty Petroleum Corporation (Австралия), Cybele Energy (Гана), Petronas (Малайзия), Delcorp Inc (Канада). Лицензиатом стал и французский гигант TotalEnergies, уже сделавший пять коммерческих открытий нефтегазовых месторождений на Block 58 в Суринаме и также претендующий на шельф Гайаны². Однако главным оператором разработки и геологоразведки шельфа Гайаны остаётся Консорциум под руководством американской компании ExxonMobil.

В соответствии с текущими производственными планами Консорциума, добыча нефти в Гайане к 2028 г. может вырасти почти в 4 раза от текущих уровней и достичь 1,35 млн б/с. Согласно прогнозу МЭА, к 2030 г. этот показатель может превысить 1,6 млн б/с, а инвестиции в новые нефтяные проекты Гайаны могут достичь 10 млрд долл. США.

Таким образом, нефтегазовый потенциал Гайаны уже сегодня может быть сравним с потенциалом таких стран, как Казахстан, Нигерия или Мексика. Однако лучшей оценкой рынка возможностей Гайаны является повышенное внимание к этой стране со стороны ОПЕК. В послед-

ние годы картель неоднократно приглашал представителей этой страны для участия в ежегодных встречах стран-членов ОПЕК. Однако маловероятно, что Гайана согласится присоединиться к картелю, главным образом, из-за того, что в нефтяном секторе этой страны работают западные энергетические корпорации.

Качество нефти имеет значение

По данным Rystad Energy, углеродоемкость добываемой в Гайане нефти является одной из самых низких в мире. Обнаруженную легкую малосернистую нефть марки Liza с плотностью API 32 градуса и содержанием серы 0,58% легче и дешевле перерабатывать на нефтеперерабатывающих заводах в высококачественное топливо, чем преимущественно тяжелую венесуэльскую.

Это особенно важно для публичных международных нефтегазовых компаний, акционеры и инвесторы которых требуют от их руководства наращивания усилий в сфере сокращения выбросов парниковых газов на производстве. По данным Rystad Energy, проекты ExxonMobil в Гайане являются одними из лучших в мире с точки зрения величины углеродного следа от их разработки, опережая по этому показателю 75% действующих мировых активов по добыче нефти и газа.

Судовые доки в Гайане
Источник: *stabroeknews.com*



² URL: <https://oilnow.gy/featured/guyana-oil-gas-what-to-look-forward-to-in-2024>

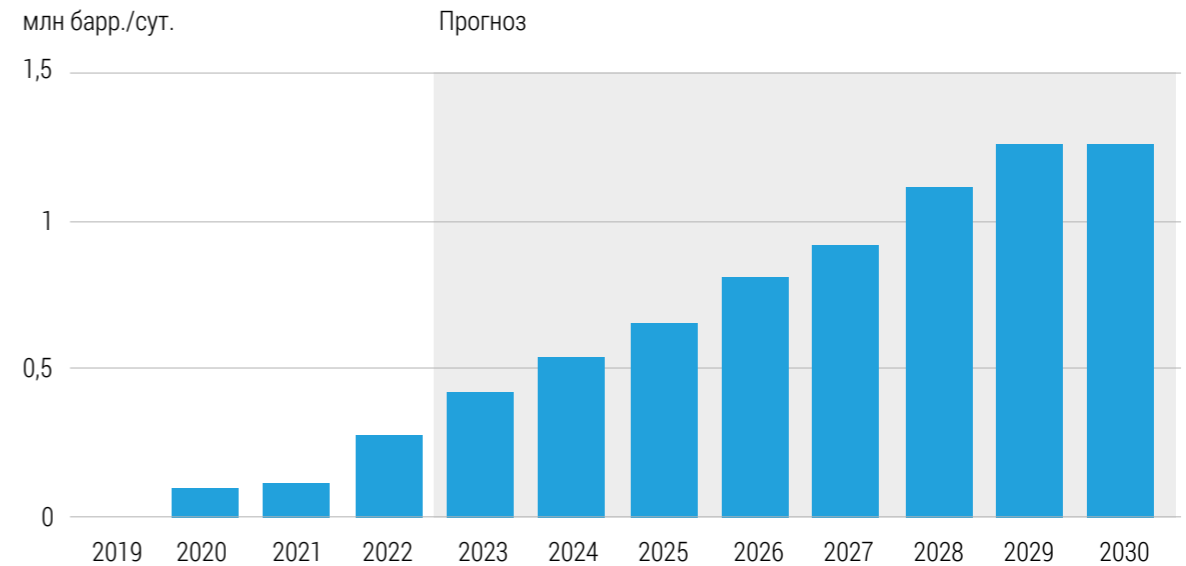


Рис. 4. Прогноз добычи нефти в Гайане в 2023–2030 гг.

Источник: *S&P Global Platts*

Основной формой сотрудничества властей Гайаны и международных нефтегазовых компаний являются соглашения о разделе продукции (СРП), которые заключаются на очень выгодных условиях для иностранных инвесторов. Так, в соответствии с действующим налоговым режимом, правительство Гайаны установило ставку роялти в размере 2% для всех действующих СРП на территории страны и ставку налога на прибыль от реализации нефти в размере 50%. При этом, по оценке Министерства природных ресурсов Гайаны, средняя себестоимость добычи нефти в стране оценивается на уровне в 28 долл. за барр.

Не нефтью единой

Помимо богатых нефтяных месторождений Гайана обладает значительными запасами газовых ресурсов. На текущий момент они составляют около 450–480 млрд м³, однако их разработка практически не осуществляется.

Так, газ, добываемый компанией ExxonMobil на блоке Stabroek (проекты Liza 1 и Liza 2), используется лишь для поддержания давления в добывающих нефтяных скважинах. Однако правительство Гайаны планирует масштабную монетизацию своих газовых ресурсов и обсуждает с техническими специалистами национальную стратегию по развитию газохимии и даже (!) возможного экспорта СПГ.

В 2023 г. Гайана запустила процесс строительства подводного газопровода мощностью 1,4 млн м³ в сутки (511 млн м³/год) с месторождения Liza до промышленного парка Wales, где будут расположены береговые заводы и газотурбинная электростанция комбинированного цикла мощностью 300 МВт. Согласно плану, проект должен быть завершен и запущен в эксплуатацию до конца 2024 года³.

Также на территории Гайаны произрастает 18,4 млн га практически нетронутых тропических лесов, которые покрывают около 85% общей площади страны. При этом большая часть лесного покрова Гайаны как раз-таки и находится в спорном регионе Эссекибо. А между тем, лесные богатства Гайаны могут стать важным подспорьем для нефтедобычи в условиях глобального перехода к низкоуглеродному развитию, поскольку их поглощающая способность может стать хорошей базой для развития рынка углеродных кредитов, в первую очередь, для компаний, разрабатывающих нефтяные ресурсы этой страны.

По оценкам правительства Гайаны, поглощающая способность лесных ресурсов составляет около 19,5 Гт CO_{2-экв}, которые к 2030 г. могут приносить более 3 млрд долл. в виде углеродных кредитов. В декабре 2022 г. Гайана уже подписала первое со-

³ URL: <https://oilnow.gy/news/laying-of-guyanas-underwater-gas-pipeline-to-commence-by-june/>

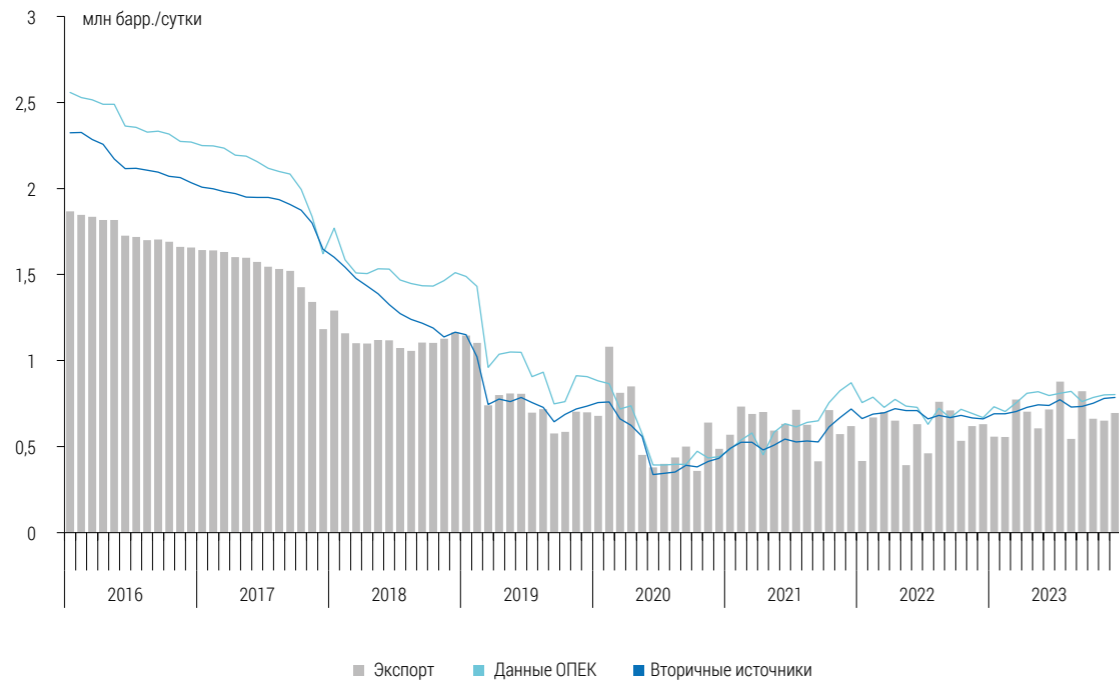


Рис. 5. Добыча нефти в Венесуэле

Источник: ИЭФ по данным ОПЕК

глашение о ежегодной продаже углеродных кредитов типа REDDS+⁴ в объеме до 2,5 млн т CO_{2-экв}/год на сумму не менее 750 млн долл. в период с 2022 по 2032 гг. американской нефтегазовой компании Hess Corporation⁵.

Территория Эссекибо также богата запасами целой группы цветных и редких металлов, необходимых для развития «зеленой» энергетики, включая марганец, медь и золото. Кроме того, на страну уже приходится 0,2% мирового производства высококачественного алюминия, также являющегося одним из ключевых металлов энергетического перехода.

Таким образом, Гайана обладает уникальным сочетанием природных ресурсов, которые позволяют как добывать углеводороды с низким уровнем выбросов CO₂, так и в перспективе развивать зеленую экономику, что в совокупности является крайне актуальным в условиях энергетического перехода, однако провоцирует дальнейшую эскалацию территориального спора с главным соседом – Венесуэлой.

⁴ REDDS+ (Reducing emission from deforestation) – основной механизм, лежащий в основе лесоклиматических проектов и предполагающий снижение эмиссии CO₂ от обезлесения. Суть механизма в следующем: леса, которые должны быть вырублены в сельскохозяйственных целях, владелец добровольно решает не вырубать.

⁵ URL: <https://www.hess.com/newsroom/news-article/2022-12-13-hess-corporation-and-the-government-of-guyana-announce-redd-carbon-credits-purchase-agreement>

Венесуэла: широкие возможности, но большие проблемы

Несмотря на огромный нефтегазовый потенциал, перспективы развития нефтегазового комплекса (НГК) Венесуэлы остаются весьма ограниченными.

По данным ОПЕК, добыча нефти в Венесуэле за 2023 г. составила, в среднем, 740 тыс. б/с, тогда как на пике своего развития в 2000 г. нефтедобыча в стране достигала 3,2 млн б/с (рис. 5).

Отметим при этом, что Венесуэла обладает крупнейшими в мире доказанными запасами нефти, составляющими около 303,2 млрд барр. (17,5% мировых запасов) – рис. 6. Однако большая часть доказанных запасов нефти Венесуэлы состоит из сверхтяжелой⁶ сырой нефти пояса Ориноко, которая требует дополнительной очистки и повышенных затрат на разработку. Кроме того, для получения своего экспортного сорта Merey Венесуэла смешивает свою нефть скупаемой на рынке легкой нефтью и газовым конденсатом, чтобы добиться ее приемлемой плотности в 16°API. В этом контексте легкие углево-

⁶ Плотность нефти, добываемой в Венесуэле, составляет в среднем около 8,5° API.

дороды Гайаны представляют для Венесуэлы возможность существенно повысить экономическую эффективность экспорта тяжелой за счет ее смешивания с более легкой гайанской нефтью.

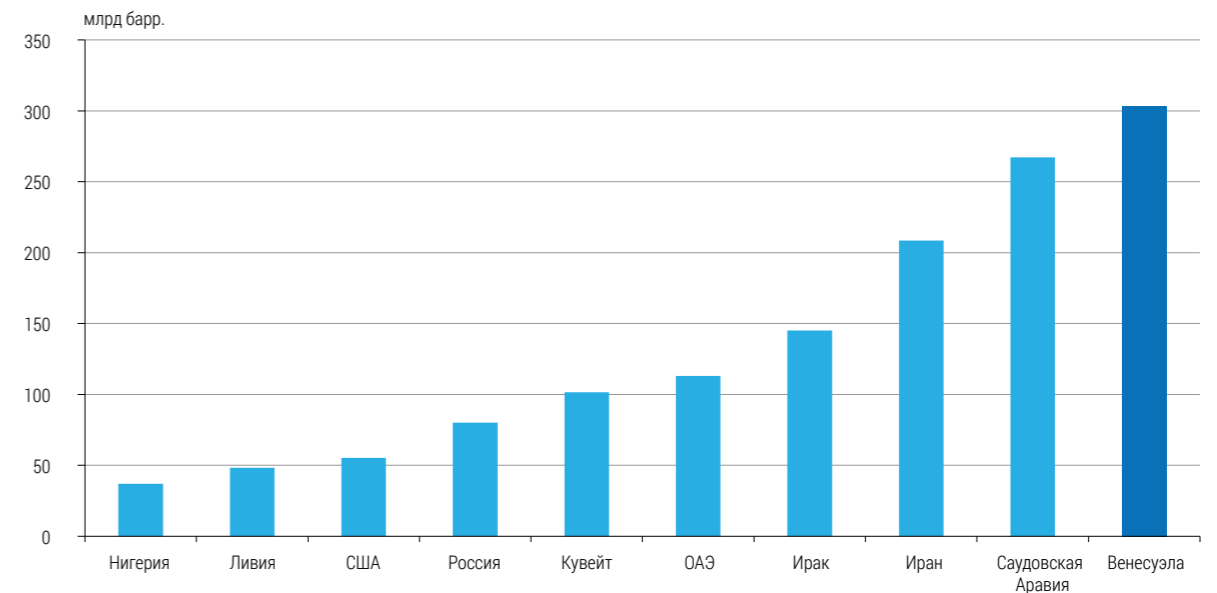
Венесуэльские амбиции по развитию добычи остаются под вопросом

Несмотря на желание властей Венесуэлы вернуться к уровню добычи в 1 млн б/с уже в 2024 г., а затем увеличить её до 2,5 млн б/с в ближайшие годы, практическая реализация этих амбиций остается под вопросом по целому ряду причин.

Сначала нефтяная промышленность страны сильно пострадала от антиколониальных реформ президента Чавеса и национализации всех совместных предприятий страны с зарубежными компаниями в 2002–2003 гг., в результате которых отрасль стали покидать высококвалифицированные зарубежные специалисты, а приток зарубежных инвестиций, в первую очередь, от западных нефтегазовых мейджоров, резко сократился. Следствием этого стало недофинансирование отрасли на фоне растущих социальных выплат, что резко ухудшило операционную эффективность национальной нефтедобычи.

Рис. 6. Доказанные нефтяные запасы Венесуэлы

Источник: Институт энергетики и финансов по данным ОПЕК



В настоящий момент в Гайане добывается около 375 тыс. б/с. Однако по прогнозам S&P Global и EIA, добыча нефти в этой стране уже в 2024 г. может достичь 600–620 тыс. б/с

Серьезным ударом по нефтяной отрасли Венесуэлы стали и западные санкции, которые были введены для оказания «максимального давления» на власти страны с целью изменения ее политического курса и возвращения Венесуэлы в орбиту американского политического и экономического влияния. Так, в 2006 г. США ввели масштабные ограничения в отношении Венесуэлы, в т. ч. в части экспорта нефти и нефтепродуктов, а также доступа к западной финансовой инфраструктуре, необходимой для осуществления платежей за экспорт венесуэльских нефтеналивных грузов. Администрация Д. Трампа значительно расширила санкции в отношении Боливарианской Республики, включая полный запрет для юридических и физических

лиц США на любое взаимодействие с государственной нефтяной компанией PDVSA и ее дочерними структурами. С 2020 г. США также стали активно вводить вторичные санкции в отношении компаний из третьих стран за операции с венесуэльской нефтью.

Однако эта стратегия не принесла желаемых результатов. После ввода санкций Китай и Россия стали главными партнерами Каракаса. Таким образом, до 2020 г. Венесуэла экспортировала около 70% своей нефти через структуры компании «Роснефть». Кроме того, РФ оказывала правительству Мадуро активную политическую и военно-техническую помощь.

Китай, в свою очередь, стала главным покупателем венесуэльских углеводородов и основным кредитором страны. В 2022 г. КНР импортировала около 300 тыс. б/с венесуэльской нефти, а объем кредитования составил более 10 млрд долл. На сентябрь 2023 г. объемы закупок китайских НПЗ увеличились уже до 360 тыс. б/с.

Вследствие этого, несмотря на ухудшение экономического положения в стране, оппозиция не смогла заметно пошатнуть позиции официальных властей Венесуэлы. Поэтому администрация Д. Байдена стала рассматривать изменение санкционной политики в отношении Венесуэлы в пользу большей прагматичности. Подобный внешнеполитический шаг также был обусловлен нарастающим противостоянием США с Китаем и Россией.

Как известно, США с марта 2022 г. ввели эмбарго на поставки энергоносителей из России, в том числе нефти и мазута, который заменял американским НПЗ оказавшуюся под санкциями тяжелую венесуэльскую и иранскую нефть. С вес-

Добыча нефти в Гайане к 2028 г. может вырасти почти в 4 раза от текущих уровней и достичь 1,35 млн б/с. Согласно прогнозу МЭА, к 2030 г. этот показатель может превысить 1,6 млн б/с



Месторождение Liza на шельфе Эссекибо
Источник: en.mercopress.com

ны 2022 г. власти Соединённых Штатов предприняли ряд попыток наладить отношения с Ираном и Венесуэлой, которые, в случае с последней, оказались весьма успешными⁷.

В результате, Министерство финансов США выдало временную шестимесячную лицензию, разрешающую американским компаниям операции с нефтегазовым сектором Венесуэлы. Это вновь открыло возможность для возобновления поставок нефти и нефтепродуктов из Венесуэлы в США и Европу.

Таким образом, ослабление санкционного давления США потенциально может «оживить» нефтяную отрасль Венесуэлы, однако прирост добычи нефти в среднесрочной перспективе вряд ли превысит 100–200 тыс. б/с. Режим ослабления санкций также может сказаться и на перспективных газовых проектах Венесуэлы. В частности, более реалистичным становится развитие совместных с США и Тринидадом и Тобаго газовых проектов, которые пока находятся на стадии обсужде-

⁷ В частности, в ответ на соглашение между Мадуро и оппозицией страны о проведении президентских выборов 2024 г. в октябре 2023 г. США объявили об ослаблении режима санкций в отношении Боливарианской Республики. Ключевыми условиями договоренностей стало освобождение политических заключенных и отмена запрета на занятие государственных должностей для кандидатов от оппозиции.

ния. По оценкам PDVSA, речь может идти о разработке запасов природного газа в объеме до 120 млрд м³. Отметим при этом, что в 2023 г. целый ряд зарубежных компаний, таких как Maurel & Prom, Repsol, Eni и Shell, уже подали заявки в Управление по контролю за иностранными активами Министерства финансов США (OFAC) на получение разрешения на ведение бизнеса с венесуэльской компанией PDVSA по газовым проектам.

Очевидно, что для более масштабного роста добычи в стране необходим новый приток иностранных инвестиций, глубокая модернизация производственных мощностей и увеличение бурения новых скважин. При этом основная инфраструктура (порты, трубопроводы, резервуары) в Венесуэле построены и рассчитаны на огромные объемы добычи, первичной обработки и экспорта нефти.

Но активное развитие отрасли возможно лишь в случае окончательного, а не временного выхода Венесуэлы из-под режима действия западных экономических санкций, поскольку любые временные исключения могут быть с легкостью отменены в случае несоблюдения их условий. Представители США утверждают, что дальнейшее ослабление санкций

в отношении Венесуэлы будет зависеть от прогресса на пути реализации соглашений, что не гарантировано текущей политической обстановкой.

Нестабильность текущих договоренностей подчеркивает факт возобновления США санкций против венесуэльской государственной горнодобывающей компании Minerva в ответ на запрет Верховным судом Венесуэлы баллотироваться на пост президента Марии Корине Мачадо – ключевому кандидату от оппозиции. При этом главной новостью стало заявление о возобновлении действия санкций США против нефтегазового сектора Венесуэлы с 18 апреля 2024 г.

Мария Корина Мачадо является главной фигурой оппозиции в Венесуэле после президентского кризиса 2018–2019 гг. в то время, как большая часть оппозиционных сил стремилась дистанцироваться от дискредитировавшего себя т. н. временного правительства самопровозглашенного президента Венесуэлы Хуана Гуайдо. 23 октября 2023 г. Мачадо победила в президентских праймериз от «Единой демократической платформы» – основного органа координации сил оппозиции, став главным конкурентом режима Мадуро. Программа Мачадо включает в себя

Платформа ExxonMobil в Гайане

Источник: energy-analytics-institute.org





Здание PDVSA

Источник: Carlos Garcia / reuters.com

сокращение бюджетного дефицита страны с привлечением кредитов от Всемирного банка и Международного валютного фонда. В контексте либеральной трансформации энергетики ею предусмотрено реформирование закона Венесуэлы об углеводородах, отмена ограничений на участие в нефтяных проектах для частных компаний, а также приватизация PDVSA – главной нефтегазовой компании Венесуэлы.

Обострение ситуации с оппозицией и эскалация пограничного конфликта с Гайаной ставит под угрозу сохранение текущих темпов добычи углеводородов, а политический торг между Венесуэлой и Гайаной, поддерживаемой нефтегазовым истеблишментом США, продолжается.

Гайана-Эссекибо: политический гамбит Мадуро?

Мы полагаем, что, играя на обострение территориального спора, Николас Мадуро преследует сразу три цели: привлечь дополнительные голоса избирателей на президентских выборах в Венесуэле, запланированных на 2024 г.; создать дополнительный рычаг давления на пере-

говорах с США по смягчению экономических санкций, введенных против Венесуэлы; и, вероятно, отпугнуть иностранных инвесторов от вложений в нефтедобычу на шельфе Гайаны, которая уже в ближайшие годы может стать значимым конкурентом для Венесуэлы на экспортных рынках.

Вместе с тем, несмотря на подавляющее военное превосходство, прежде всего, по численности армии (123 тыс. против 4,8 тыс. чел.), попытка Венесуэлы установить контроль над Эссекибо вооруженным путем может привести к ее дополнительной международной изоляции. Кроме того, это грозит Каракасу втягиванием в локальную войну не только с Гайаной, но и с возможной коалицией поддерживающих её стран, включая США.

Так, 7 декабря в сотрудничестве с силами обороны Гайаны Южное командование США провело демонстративные совместные учения на территории Бразилии, граничащая с обеими странами, и направила к границам дополнительные войска. В этой связи перерастание политико-правового конфликта вокруг Эссекибо в вооруженный на текущий момент выглядит маловероятным сценарием. Примечательны заявления внешнеполитических ведомств Китая

и России – главных стратегических партнеров Венесуэлы, которые подчеркнули важность сохранения территориальной целостности государств и поиска мирного разрешения конфликта.

С точки зрения региональной политики возможность реального военного противостояния вызывает дополнительные сомнения. Полезность территориальных приобретений Каракаса в случае аннексии региона ограничена технологической и кадровой отсталостью нефтегазового сектора Венесуэлы. PDVSA на текущий момент не обладает технологиями разработки шельфовых месторождений и вынуждена сотрудничать с западными нефтегазовыми компаниями в подобных проектах. При этом большая часть месторождений Гайаны находится на ранней стадии разработки и требует масштабных инвестиций, которые невозможны в условиях многолетнего экономического кризиса, усугубленного изоляцией Венесуэлы от мировых рынков капитала.

Кроме того, 7 февраля 2024 г. ExxonMobil заявила о планах провести новый этап разведки нефти и газа в Эссекибо, концессии на которую были предоставлены Гайаной. Кампания по бурению в 2024 г. будет

Президент Венесуэлы Н. Мадуро на референдуме о присоединении Эссекибо
Источник: AP Matias Delacroix / deutschlandfunk.de



По оценкам правительства Гайаны, поглощающая способность лесных ресурсов составляет около 19,5 Гт CO_{2-экв}, которые к 2030 г. могут приносить более 3 млрд долл. в виде углеродных кредитов

включать поиск нефти на месторождениях Trumpet Fish и Redmouth, к западу от уже действующих нефтедобывающих скважин на проектах Liza и Payara. При этом руководство ExxonMobil подчеркнуло, что будет продолжать добычу нефти в Гайане, несмотря на угрозы со стороны Венесуэлы. Также уже в феврале 2024 г. министр природных ресурсов Гайаны заявил о желании Индии подписать многолетнее соглашение о покупке нефти и приобрести доли в разведочных районах, что демонстрирует высокую уверенность иностранных инвесторов в возможности мирного решения конфликта.

Несмотря на то, что запасы нефти Гайаны (11,5 млрд барр.) в 26 раз меньше запасов Венесуэлы (303 млрд барр.), может стать ясно, что по объемам добычи нефти Гайана уже через несколько лет обгонит Венесуэлу.

В этом контексте действия Каракаса представляют собой классическую военную тревогу с целью добиться экономических и политических преференций, а эскалация напряженности между Венесуэлой и Гайаной может рассматриваться как способ Венесуэлы привлечь внимание к себе и получить долю Гайанского «нефтяного пирога».

При этом остается открытым вопрос, не приведут ли эти действия Венесуэлы к обратному эффекту и еще большему санкционному давлению на нефтегазовый сектор страны? В этом случае дальнейшее развитие событий вокруг этого территориального конфликта на почве дележа будущих нефтегазовых доходов может принять непредсказуемый характер, особенно учитывая глобальную перестройку политического и энергетического миропорядка, которую мы наблюдаем в последнее время.

Энергетика Египта на пороге перемен: энергопереход и вступление в БРИКС

Egypt's energy sector is on the verge of change: energy transition and entry into BRICS

Алексей МАСТЕПАНОВ

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

Андрей СУМИН

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

Борис ЧИГАРЕВ

Ведущий инженер по научно-технической информации ИПНГ РАН, к. ф.-м. н.
E-mail: bchigarev@ipng.ru

Alexey MASTEPANOV

Chief Researcher of the Analytical Center of the Energy policy and Security (Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences), 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

Andrey SUMIN

Leading researcher of Analytical Center for Energy Policy and Security (Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences), PhD in law
E-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Boris CHIGAREV

Leading engineer for scientific and technical information at the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences), PhD in physics and mathematics
E-mail: bchigarev@ipng.ru

Аннотация. В статье проанализирована энергетическая отрасль Египта в аспекте энергетического перехода. Охарактеризованы программная и нормативно-правовая базы обеспечения энергетического перехода. Рассмотрена национальная специфика обеспечения энергетической безопасности. Показаны роль и возможности Египта в обеспечении региональной энергобезопасности. Обрисованы меры, предпринимаемые властями для диверсификации национального энергетического баланса, и дана оценка их эффективности. Дана характеристика отдельным отраслям египетского ТЭК. Выполнен анализ принимаемых правительством мер по привлечению зарубежных инвестиций в нефтегазовую отрасль страны. Рассмотрены условия и последствия предстоящего вступления АРЕ в объединение БРИКС и проанализированы перспективы развития ТЭК страны в свете вступления в БРИКС. Сделан акцент на российско-египетском экономическом и энергетическом сотрудничестве.

Ключевые слова: Египет, АРЕ, Россия, энергетическая отрасль, энергетическая безопасность, гидроэнергетика, ветровая энергетика, солнечная энергетика, атомная энергетика, нефть, природный газ, СПГ, БРИКС, энергетический баланс, энергетическое сотрудничество, энергетический переход.

Abstract. The article analyzes the energy industry of Egypt in the aspect of the energy transition. The program and regulatory frameworks for ensuring the energy transition are characterized. The national specifics of ensuring national energy security are considered. The role and capabilities of Egypt in ensuring regional energy security are shown. The measures taken by the authorities to diversify the national energy balance are outlined and their effectiveness is assessed. The characteristics of individual branches of the Egyptian energy sector are given. The analysis of the measures taken by the government to attract foreign investment in the oil and gas industry of the country is carried out. The conditions and consequences of the upcoming accession of the ARE to the BRICS union are considered and the prospects for the development of the country's fuel and energy sector in the light of joining the BRICS are analyzed. Emphasis is placed on Russian-Egyptian economic and energy cooperation.

Keywords: Egypt, ARE, Russia, energy industry, energy security, fuel and energy branch, hydropower, wind energy, solar energy, nuclear energy, oil, natural gas, LNG, BRICS, energy balance, energy cooperation, energy transition.

Арабская Республика Египет (АРЕ) является крупнейшим по численности населения ближневосточным государством. По состоянию на 10 декабря 2023 г., по данным ООН, оно составило 113,5 млн чел. Стабильный прирост населения среднегодовым темпом в 1,7% (в 2015 г. население страны составляло 97,7 млн человек) порождает устойчивое увеличение энергопотребления, примерно 4–7% ежегодно [1, 2] и, соответственно, предъявляет особые требования к национальному энергетическому сектору.

В то же время экономика Египта – одна из крупнейших в Африке¹ – уже дол-

гое время находится далеко не в лучшем состоянии. На протяжении последних двух лет социально-экономическая ситуация в Египте продолжает ухудшаться. Экономика страны, которая в полной мере не восстановилась после кризиса пандемии COVID-19, сталкивается с серьезными вызовами в связи с глобальным экономическим спадом, ростом цен на сырьевые товары и конфликтом на Украине. Появились серьезные риски социального недовольства, что вызывает серьезную обеспокоенность у руководства стра-

картина была иной: ВВП АРЕ в 2022 г. в текущих ценах составлял 475,2 млрд долл. США, тогда как Нигерии – 477,4 млрд долл. Однако при исчислении ВВП по паритету покупательной способности (в международных долларах), Египет значительно опережал Нигерию – 1674,7 млрд против 1280,7 млрд [4]. По оценкам других организаций – МЭА, MakeMoney и др. – разброс показателей ещё больше.

¹ По данным Международного валютного фонда от октября 2023 г., ВВП АРЕ в 2022 г., текущих ценах, составлял 398,4 млрд долл. США, что выводило Египет по этому показателю на первое место в Африке (Нигерия – 390 млрд долл., ЮАР – 380,9 млрд) [3]. В то же время, по оценкам того же МВФ от апреля 2023 г.

ны [5]. Резко ускорился рост инфляции: по данным государственного статистического агентства Сармас в декабре 2022 г. она выросла до 21,3 по сравнению с 18,7% в предыдущем месяце, вслед за третьей в том году девальвацией египетского фунта (предыдущие были в марте и октябре) [6]. В 2023 г. инфляция росла ещё более быстрыми темпами. Так, по данным Reuters в июне она выросла в годовом исчислении до рекордных 35,7% против 32,7% в мае [7], и достигла 38% в сентябре.

Иван Бочаров, в настоящий момент армия – один из главных субъектов египетской экономики. Сейчас вооруженным силам напрямую принадлежат десятки компаний, которые охватывают ключевые отрасли египетской экономики, в том числе металлургическую, продовольственную, машиностроительную, химическую, нефтяную и многие другие. Учитывая то, что информация о финансовой деятельности военных компаний скрывается, довольно трудно оценить их эффективность.



Александрия, Египет

Источник: Yosef_Er / depositphotos.com

К тому же уровень государственного долга к ВВП по итогам 2022 г. достиг 87,2% [8]. Кроме того, Египет сталкивается с существенными структурными экономическими проблемами, которые сохраняются на протяжении десятилетий. К ним относятся не только инфляция и бюджетный дефицит, но и значительный торговый дефицит, увеличение внешнего долга, чрезмерные заимствования, а также социальные и потенциальные политические проблемы.

И ещё об одной особенности экономики современного Египта надо хотя бы кратко, но сказать. Как отмечает программный координатор Российского совета по международным делам (РСМД)

Нет точных сведений и о том, какая доля в экономике страны контролируется военными. Отсутствие гражданского надзора, наличие налоговых послаблений и некоторых других преимуществ, способствующих недобросовестной конкуренции, может вызывать недовольство египтян и рост уровня социальной напряженности в обществе [9].

Тяжелое экономическое положение Египта, как считает один из экспертов Российского совета по международным делам, стимулирует его правительство искать новые решения, расширять сотрудничество и укреплять связи со странами БРИКС, которые занимают ведущие позиции в мировой экономике [10].

Энергетический сектор Египта: общая характеристика и особенности

Экономические проблемы Египта отразились и на развитии его энергетики. На энергетический сектор страны приходится 13,1% национального ВВП. По состоянию на 2020 г. львиную долю структуры потребления первичной энергии занимали природный газ (57%), нефть и различные виды жидкого минерального топлива (36%), ВИЭ (6%) и каменный уголь (1%) [11, С. 2]. В 2019 г. в структуре энергопотребления на жилищно-коммунальный сектор приходилось 41%, на производственный сектор – 29%, на сектор услуг – 20% [12, С. 3].

Нефтегазовый сектор Египта контролируется пятью ведущими государственными компаниями, каждая из которых специализируется в определенной сфере деятельности:

- Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) и Ganoub El-Wadi Holding Company (Ganope) специализируются на комплексных вопросах нефтедобычи и выдаче лицензий на освоение недр. При этом деятельность компании Ganope сконцентрирована на южной части Египта, в то время как EGPC работает на всей остальной территории страны;
- Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) занимается разведкой и освоением газовых месторождений, добычей и поставкой природного газа, организует международные тендеры на освоение газовых месторождений и осуществляет лицензирование всех видов деятельности в газовой отрасли. EGAS и упомянутая выше EGPC участвуют в совместных предприятиях с работающими в Египте зарубежными нефтегазовыми компаниями. Через эти же две египетские компании проходят платежи в государственный бюджет, отчисляемые зарубежными компаниями в виде платы за недропользование и выплат в рамках соглашений о разделе продукции;
- Egyptian Petrochemicals Holding Company (ECHEM) является монополистом в области нефтехимии;
- Egyptian Mineral Resources Authority (EMRA) осуществляет геологическое

картографирование национальной территории и актуализацию данных о минерально-сырьевой базе страны.

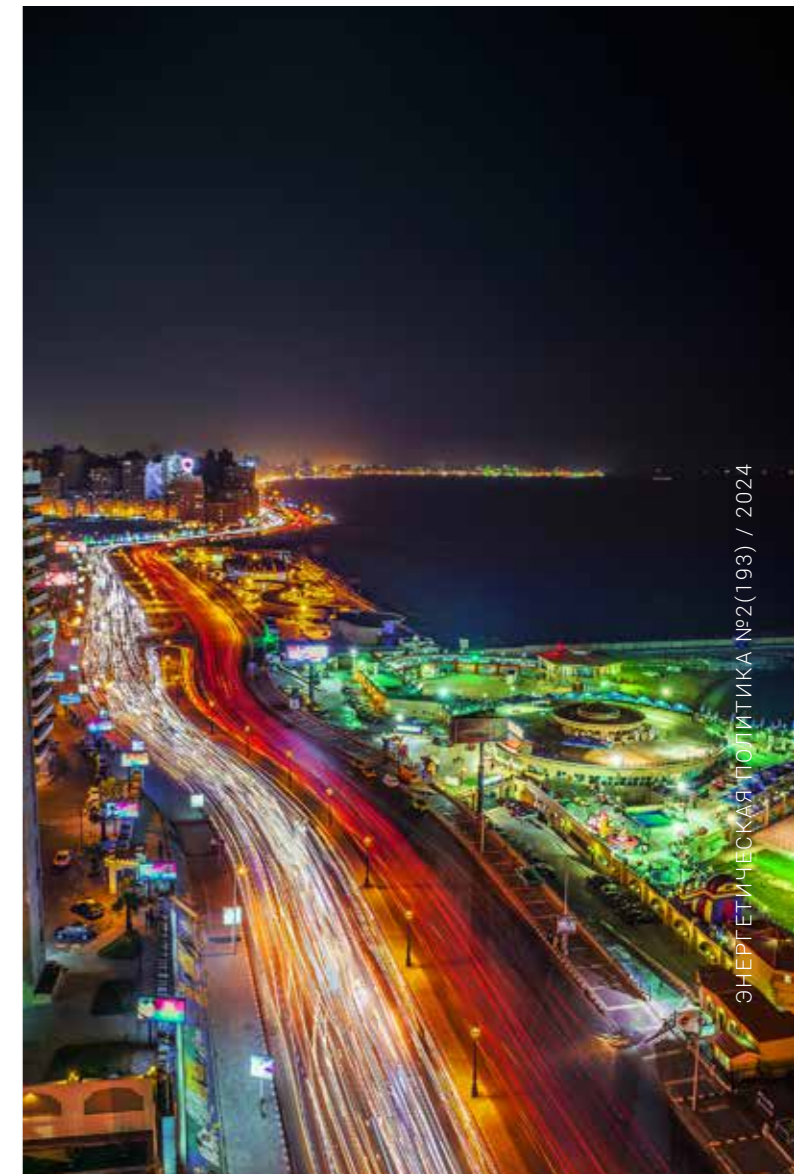
Кроме национальных компаний, в нефтегазовом секторе АРЕ широко представлены крупные международные компании – ENI, Apache Energy, BP, Sinopec, Shell, Petronas и российская «Роснефть» [11, С. 1].

Нефтедобывающая отрасль

По состоянию на январь 2021 г. Египет располагал доказанными запасами нефти общим объемом в 3,3 млрд барр. В стране добывается нефть трёх сортов: Suez, Belayim и Western Desert. Первые два сорта нефти добываются на постепенно истощающихся шельфовых месторождениях Суэцкого залива и по большей части перерабатываются внутри страны; на экс-

Александрия, Египет

Источник: MidoSemsem / depositphotos.com



порт отправляется лишь незначительное количество этой нефти. Сорт Western Desert относится к числу легких и добывается на относительно недавно открытых месторождениях в Западной пустыне. Египет обладает инфраструктурой для хранения добытой нефти – двумя нефтеналивными терминалами, расположенными соответственно в начальной и конечной точках (Эйн-Сухна и Сиди-Керир) нефтепровода SUMED². Терминал Сиди-Керир находится на средиземноморском побережье и состоит из 27 емкостей для хранения нефти совокупным объемом в 20 млн барр. Терминал Эйн-Сухна расположен на побережье Красного моря и включает 15 плавучих емкостей общей вместимостью в 10 млн барр. [13]. Египет располагает восемью НПЗ совокупной суточной производительностью в 762 тыс. барр. [11, С. 5]. Все НПЗ характеризуются хорошей технической оснащённостью: одни были введены в строй в 2017–2019 гг., другие – модернизированы в 2022 г. [13]. В целом нефтедобыча в Египте падает, в то время как спрос на нефть и нефтепродукты растет, поэтому страна не только экспортирует, но и импортирует сырую нефть. Рост нефтедобычи прекратился в 2015 г., после чего началось её падение, продолжавшееся до 2019 г.

С тех пор и по настоящее время за счет ввода в строй новых скважин падение прекратилось и стабилизировалось примерно на одном уровне, в то время как импорт сырой нефти возрастал с 2012 г. (снижение объемов импорта отмечалось только в пандемийные 2020–2021 гг.). В 2021 г. Египет импортировал порядка 127 тыс. барр. нефти в сутки и одновременно экспортировал 98 тыс. барр. в сутки. Свыше половины (54%) добываемой в Египте нефти отправлялось в 2021 г. в Индию, остальная шла на рынки Европы (Греция – 22%, Италия – 11%, Испания – 9%, Нидерланды – 3%) и Китая (1%) [11, С. 6].

Газодобывающая отрасль

В 2019 г. в Египте было добыто 2,3 трлн куб. футов сухого природного газа, а внутреннее потребление за тот же

² SUMED – Суэцко-Средиземноморский нефтепровод в Египте, идущий от терминала Айн-Сохна в Суэцком заливе, на побережье Красного моря, до морского порта Сиди-Керир, Александрия, в Средиземном море. Он обеспечивает альтернативу Суэцкому каналу для транспортировки нефти из региона Персидского залива в Средиземноморье.



НПЗ в Египте

Источник: stranabolgariya.ru

период составило 2,1 трлн куб. футов³ [11, С. 7]. Газодобыча существенно выросла в 2010-е гг., благодаря открытию и быстрому вводу в эксплуатацию крупных месторождений Зохран, Атолл и Западная дельта Нила. Внутреннее потребление природного газа при этом сохранялось на стабильном уровне, что позволило отправлять излишки добываемого газа на экспорт. Пик добычи на месторождении Зохран в 1,1 трлн куб. футов в год был достигнут в феврале-марте 2021 г., после чего из-за технических проблем годовая добыча снизилась до 876–912 млрд куб. футов. Оператор месторождения Eni и его партнеры «Роснефть», BP и Mubadala Petroleum планируют бурение дополнительных скважин. Запущенный в эксплуатацию в апреле 2021 г. участок «Raven» на месторождении «Западная дельта Нила» также не оправдал первоначальных ожиданий: вместо запланированных 329 млрд куб. футов в год в 2021 г. было добыто 219 млрд куб. футов. В июле 2020 г. концерн Eni объявил об открытии нового перспективного месторождения на средиземноморском шельфе, на участке «Северный Эль-Хаммад» с предполагаемой годовой производительностью в 11,7 млрд куб. футов. Данный участок разрабатывается на условиях концессионного соглашения концерном Eni в сотрудничестве с BP, TotalEnergies и EOG.

³ 35,3147 куб. футов равны 1 кубометру природного газа.

Экспорт египетского природного газа за рубеж в настоящий момент производится главным образом в виде поставок СПГ, хотя некоторая часть отправляется на экспорт по газопроводу Arab Gas Pipeline (AGP). Газопровод берет начало в египетском городе Ариш и идет в Израиль, Иорданию, Сирию и Ливан. Практически с момента ввода в эксплуатацию (с 2018 г.) газопровод функционирует с перебоями вследствие актов саботажа и нападений различных военизированных группировок. Несмотря на годовую проектную мощность в 234 млрд куб. футов, объемы фактической прокачки куда меньше. Так, в 2022 г. в Иорданию подавалось не более 44 млрд куб. футов газа в год. В том же 2022 г. Ливан вообще останавливал на профилактический ремонт свой участок газопровода.

Достаточно продуктивным можно назвать сотрудничество в газовой отрасли между Египтом и Израилем. Обе страны связаны Восточно-Средиземноморским газопроводом (англ. – Eastern Mediterranean Gas, EMG). Газопровод начинается в израильском порту Ашкелон и проходит по морскому дну до египетского города Ариш. Проектная мощность EMG составляет 318 млрд куб. футов в год. По газопроводу подается добываемый на израильских офшорных месторождениях природный газ, который затем частично используется для внутреннего

Месторождение Tamar на шельфе Средиземного моря, Израиль
Источник: ccyprusbutterfly.com.cy



В Египте резко ускорился рост инфляции: в декабре 2022 г. она выросла до 21,3% по сравнению с 18,7% в предыдущем месяце, вслед за третьей в том году девальвацией египетского фунта

потребления, а частично реэкспортируется [14]. Кроме того, Египет и Израиль вынашивают планы построить еще один газопровод – сухопутный, предполагаемой проектной мощностью в 177 млрд куб. футов в год [11, С. 8]. Стоит отметить, что Египет традиционно выступает нетто-экспортером природного газа, но в середине 2010-х гг. оказался вынужден приступить к импорту газа для покрытия возрастающего внутреннего спроса. Тем не менее, с 2016 г., после начала эксплуатации открытых незадолго до этого новых месторождений, египетский газовый экспорт снова начал нарастать. На тот же 2016 г. пришелся и пик импорта природного газа, составивший 294 млрд куб. футов, после чего импорт газа из-за рубежа неуклонно падал. В 2019 г. импорт газа практически прекратился, зато экспорт составил 177 млрд куб. футов. В 2020 г. Египет экспортировал 64 млрд куб. футов СПГ. Покупателями египетского СПГ стали Пакистан (24%), материковый Китай и Тайвань (по 10%), Индия (9%), Таиланд, Япония, Сингапур, Южная Корея, Турция, Испания и Кувейт (по 5%), Великобритания (10%) и государства Евросоюза (4% совокупно) [11, С. 9].

Электроэнергетика

Организация и правовые основы функционирования. Функции Министерства электроэнергетики и возобновляемой энергетики Арабской Республики Египет (англ. – Ministry of Electricity and Renewable Energy, сокр. – MOEE) включают общий надзор за производством, транспортировкой и подачей электроэнергии потребителям. MOEE контролирует также профильные ведомства, обеспечивающие функционирование национального электроэнергетиче-

По состоянию на январь 2021 г. Египет располагал доказанными запасами нефти общим объемом в 3,3 млрд барр. В стране добывается нефть трёх сортов: Suez, Belayim и Western Desert

ского сектора. Этими службами являются: Ведомство по делам новой и возобновляемой энергетики (англ. – New and Renewable Energy Authority), Ведомство по делам атомной энергетики (англ. – Atomic Energy Authority) и Исполнительное ведомство по делам гидроэлектростанций (англ. – Hydropower Plant Executive Authority). Непосредственно осуществлением технологических процессов в электроэнергетике занимается государственная монополия – Египетская электрическая холдинговая компания (англ. – Egyptian Electricity Holding Company, – ЕЕHC), которая, в свою очередь, состоит из целого ряда профильных структурных подразделений. Пять из данных подразделений специализируются на генерации электроэнергии, еще одно – Египетская электросетевая компания (англ. – Egyptian Electricity Transmission Company, – ЕЕТС) – занимается передачей электроэнергии и поддержанием электросетевой инфраструктуры в рабочем состоянии. Целых девять подразделений отвечают за подачу электроэнергии абонентам. В Египте имеется центральный регулятор, ответственный за исчисление и пересмотр тарифов на электроэнергию – Египетское регулятивное агентство по электроэнергетической инфраструктуре и защите потребителей (англ. – Egyptian Electricity Utility and Consumer Protection Regulatory Agency).

В 2015 г. в Египте был принят закон об электроэнергии (англ. – Electricity Law № 87 of 2015), нацеленный на повышение прозрачности электроэнергетического сектора и усиление его инвестиционной привлекательности. Главным инструментом достижения указанных двух целей является нормативно зафиксированный перенос центра тяжести механизма управления функционированием электроэнер-

гетики с командно-административного на регулятивно-правовой. Данный шаг призван привнести стабильность в работу сектора и привлечь внимание частных инвесторов. Первоначальная редакция закона об электроэнергии предусматривала восьмилетний переходный период для имплементации данных норм, но в 2022 г. переходный период был продлен до 2025 г. [15].

Производство электроэнергии. Египет располагает существенным природно-климатическим потенциалом ВИЭ (интенсивное солнечное излучение и сильные ветра), в особенности в долине Нила и регионе Суэцкого залива. Принятая египетским правительством Консолидированная стратегия в области устойчивой энергии – 2035 (англ. – 2035 Integrated Sustainable Energy Strategy) уделяет особое внимание использованию ВИЭ. Особую значимость возобновляемая энергетика обрела в глазах властей в 2014 г., после завершения топливного кризиса [16, С. 2]. По замыслу авторов стратегии, к 2035 г. удельный вес ВИЭ в египетском энергобалансе должен составить 42%.

В Египте имеются солидные электрогенерирующие мощности совокупным объемом в 57 ГВт. В 2019 г. в стране было произведено 183 ГВт/ч электроэнергии. Почти 90% этого объема было произведено на базе сжигания ископаемых углеводородов, еще 5% пришлось на гидроэнер-

Асуанская ГЭС

Источник: *bangkokbook.ru*



гетику, а остальные 5% – на прочие ВИЭ. Примечательно, что для производства электроэнергии уголь в Египте вообще не используется [11, С. 11]. Тем не менее, для удовлетворения растущей потребности в электроэнергии власти страны планируют запустить к 2027 г. две угольных электростанции нового поколения, технологические процессы которых позволяют обойтись, как они считают, без выброса вредных веществ в окружающую среду [12, С. 3].

Египет является участником регионального проекта восьми государств по интеграции электропередающих сетей (англ. – Eight Countries Electric Interconnection Project). В рамках проекта электропередающие сети Египта соединены с сетями Ливии, Иордании и Сирии. В настоящее время ведутся работы по подключению к указанной региональной сети также Ирака, Ливана, Палестины и Турции. Египетское правительство активно содействует реализации проекта в надежде сделать свою страну региональным электроэнергетическим хабом. В частности, было подписано египетско-иорданское соглашение об увеличении пропускной способности электропередающей инфраструктуры двух стран на 500 МВт с целью обеспечить дополнительные поставки электроэнергии из Египта в Ирак транзитом через Иорданию. В октябре 2021 г. в Египте и Саудовской Аравии были подписаны контракты на прокладку электропередающего кабеля мощностью в 3 ГВт, который должен связать обе страны. Сдача первой очереди проекта запланирована на 2024 г., а выход кабеля на проектную мощность намечен на 2025 г. [17].

Гидроэнергетика. Гидроэнергия является третьим по важности энергоносителем в энергетическом балансе Арабской Республики. В структуре используемых в Египте ВИЭ гидроэнергия в 2023 г. и вовсе занимала первое место [18, С. 2]. Электроэнергия вырабатывается главным образом на ГЭС Асуанского гидроузла. В настоящее время идет разработка проектов по техническому перевооружению ГЭС с целью повышения её производительности [19]. Анализируя египетскую гидроэнергетику, нельзя не упомянуть застарелый конфликт по поводу водных ресурсов между Египтом и Эфиопией. Эфиопия планировала строительство крупной ГЭС – Grand Ethiopian Renaissance Dam (сокр. – GERD)

проектной мощностью в 5,2 ГВт, которая призвана стать крупнейшей в Африке. Предусмотренное проектом строительство водохранилища на р. Синий Нил емкостью в 2,6 трлн куб. футов вызывает глубокую озабоченность в Египте и Судане: от естественного притока нильской воды зависит экономическая и продовольственная безопасность обоих государств. Многолетние переговоры Египта и Судана с Эфиопией не принесли результата, реализация проекта эфиопской стороной между тем продвигается. Напряженные отношения между Эфиопией и двумя соседними странами чреваты непредсказуемыми последствиями [20, С. 16–17]. Риск эскалации тем



Ветропарк на берегу Нила, Египет

Источник: *africaninvestmentconference.com*

более велик, что Египет и Эфиопия получили формальное приглашение присоединиться к организации БРИКС. Привнесение египетско-эфиопского спора по поводу водопользования на уровень БРИКС чревато появлением противоречий внутри этой только формирующейся международной организации.

Ветро- и солнечная энергетика. В структуре установленной мощности используемых в Египте ВИЭ на ветровую и солнечную энергии в 2022 г. приходилось 26 и 27% соответственно [18, С. 2]. За последние два десятилетия в Египте был сооружен ряд крупных ветропарков совокупной мощностью в 1,2 ГВт. Развитие ветроэнергетики власти сочли успешным

и наметили к реализации несколько новых проектов. В частности, уже согласовано отведение земельных площадей под сооружение новых ветропарков общей площадью в 4900 кв. миль в районе Суэцкого залива и в бассейне Нила. В августе 2020 г. компания Vestas Wind Systems выиграла правительственный контракт на строительство в регионе Суэцкого залива ветропарка мощностью в 250 МВт. Японская компания Hitachi Energy получила заказ на создание инфраструктуры для интеграции упомянутого ветропарка в египетскую общенациональную энергосистему.

В 2019 г. вступил в строй кластер солнечных электростанций в Бенбане (в рай-



Солнечные панели в оазисе Дахла, Египет
Источник: mathes / depositphotos.com

оне Западной пустыни) мощностью в 1,7 ГВт. Финансирование осуществлялось при участии международных структур: в октябре 2017 г. возглавляемый Международной финансовой корпорацией (англ. – International Finance Corporation) консорциум предоставил Египту 653 млн долл. на строительство первой очереди кластера из 13 солнечных электростанций. Вскоре Европейский банк реконструкции и развития выделил дополнительные средства на возведение новой очереди кластера в Бенбане [21].

Атомная энергетика. Египет осуществляет исследовательскую ядерную программу, в рамках которой эксплуатирует два атомных реактора. Первый реактор

(в настоящее время отключен) – производства СССР, модели 1961 г., мощностью в 2 МВт, второй – аргентинского производства, модели ETRR-2, мощностью в 22 МВт, пущен в эксплуатацию в 1997 г.

По состоянию на текущий момент атомная энергия в египетском энергетическом балансе отсутствует, хотя страна выразила намерение диверсифицировать энергетический баланс за счет ядерной энергетики. С этой целью в 2015 г. египетские власти подписали с российской госкорпорацией «Росатом» предварительное соглашение о строительстве и эксплуатации первой в стране АЭС «Эль-Дабба» проектной мощностью в 4,8 ГВт. Переговоры и согласования по проекту велись с различной степенью интенсивности с 2019 г. АЭС «Эль-Дабба», расположенная на средиземноморском побережье страны примерно в 300 км от Каира, сооружается по российскому проекту и относится к новому поколению безопасности «3+». Каждый из четырех ее энергоблоков будет иметь мощность 1200 мегаватт. У АЭС «Эль-Дабба» есть уникальная специфика – одновременно возводятся сразу четыре энергоблока [22]. Строительные работы на месте первой очереди начались летом 2022 г., на месте второй очереди – в ноябре того же года. Работы над третьей очередью начались в мае 2023 г., а январе 2024 года прошла церемония заливки бетона в основание четвертого энергоблока [2]. До конца этого года число работающих на стройплощадке должно вырасти до 17 тыс. человек, а пиковая численность, по планам, будет достигнута в 2025 г. – до 32 тыс. работников. Кстати, в рамках контрактных обязательств по локализации стройки до 30% объема работ будет отдано египетским компаниям, включая поставку материалов, оборудования и проектирование [22]. Кроме России, Египет осуществляет сотрудничество в сфере ядерной энергетики с Китаем (с 2006 г.) и с Южной Кореей (с 2013 г.).

Энергетический переход в Египте

Предпосылки к поддержке Египтом концепции энергетического перехода. За последние два десятилетия повышение средней температуры в Египте ускорило, что резко повысило спрос на энергию для ох-



Строительство АЭС «Эль-Дабба»

Источник: atomic-energy.ru

лаждения летом. Климатические прогнозы показывают, что к 2100 г. Египет испытает более высокий уровень потепления, чем в среднем по миру, и столкнется со значительным увеличением спроса на электроэнергию из-за более частых экстремальных явлений жары в сочетании с урбанизацией и ростом населения [23].

Руководство Египта осознает эти проблемы и их опасность для страны и в силу своих возможностей готовится к ним. За последнее десятилетие борьба с неблагоприятными последствиями изменения климата и адаптация к ним стала приоритетом в национальной политике Египта и в стратегиях его правительства.

Египет обладает инфраструктурой для хранения добытой нефти – двумя нефтеналивными терминалами, расположенными соответственно в начальной и конечной точках нефтепровода SUMED

В 2015 г. в качестве национального органа в Египте, занимающегося вопросами изменения климата, и координационного центра РККИК ООН был создан Национальный совет по изменению климата (The National Climate Change Council – NCCC). В том же году был выпущен первый в Египте ОНУВ⁴, который охватывает энергетический сектор не только с точки зрения смягчения последствий, но и в контексте пакетов мер по адаптации. В документе определены такие проблемы, как негативное воздействие повышения температуры на эффективность традиционных электростанций и фотоэлектрических элементов; риск изменения нормы осадков на гидроэлектростанциях; и потенциальное воздействие повышения уровня моря на электростанции и сети, расположенные вдоль побережья. В нем были предложены меры по адаптации, включая оценку последствий изменения климата с целью поиска безопасных мест для строительства будущих электростанций, а также наращивание институционального и технического потенциала и поддержку научных исследований и технологических разработок для

⁴ ОНУВ – определяемый на национальном уровне вклад (англ. – Nationally Determined Contribution или NDC) – это план действий по сокращению выбросов и адаптации к изменению климата. Каждая сторона Парижского соглашения должна разработать ОНУВ и обновлять его каждые пять лет.

В 2021 г. Египет импортировал 127 тыс. б/с и одновременно экспортировал 98 тыс. б/с нефти. Больше половины добываемой в Египте нефти отправляется в Индию, остальная идет на рынки Европы

повышения устойчивости энергетического сектора к изменению климата.

Египет уделяет особое внимание адаптации к изменению климата и повышению устойчивости во многих других национальных стратегиях, и, прежде всего, в таких как [23]:

- «Стратегия устойчивого развития: Видение Египта до 2030 года» (англ. – Sustainable Development Strategy: Egypt Vision 2030 – SDS), принятая в 2016 г. Этот документ представляет собой национальное долгосрочное политическое, экономическое и социальное видение на период до 2030 г. В нём энергетика и окружающая среда определены как два из десяти ключевых столпов (key pillars) предстоящего развития. В рамках энергетического компонента особое внимание уделяется энергетической безопасности и сокращению выбросов углекислого газа, в то время как экологический компонент фокусируется на управлении водными ресурсами и защите прибрежных районов.
- Национальная стратегия снижения риска бедствий до 2030 г. (англ. – National Strategy for Disaster Risk Reduction 2030 – NSDRR), опубликованная в 2011 г. и обновленная в 2017 г. Энергетический сектор в этом документе представлен как один из наиболее пострадавших секторов, наряду с окружающей средой, сельским хозяйством, водными ресурсами, жилищным строительством и инфраструктурой. В качестве одной из мер по повышению общей устойчивости предлагается финансирование и инвестиции в сни-

жение риска бедствий. В качестве индикаторов определены инвестиции в возобновляемые источники энергии, создание фонда риска стихийных бедствий, включение вопросов адаптации к изменению климата в национальные стратегии и планы, а также реализация проектов по повышению устойчивости к риску бедствий. Кроме того, предлагается повысить готовность, реагирование, реконструкцию и реабилитацию.

- Национальная стратегия в области изменения климата до 2050 г. (англ. – National Climate Change Strategy 2050 – NCCS), опубликованная в 2022 г. В NCCS энергетический сектор рассматривается как центральный для достижения устойчивого экономического роста и развития с низким уровнем выбросов в стране. Он направлен на увеличение доли всех возобновляемых и альтернативных источников энергии в энергетическом балансе. Правительство поставило перед собой цель к 2035 г. обеспечить 42% от общего объема производства электроэнергии, что подтверждено как в NCCS, так и в обновленном в июне 2022 г. ОНУВ Египта. Другие меры, предложенные в NCCS (такие, как поощрение развития маломасштабных децентрализованных систем,

Природный газ и нефть в Египте
Источник: alaraby.co.uk



Ветряная электростанция в Египте
Источник: Privizer / depositphotos.com

технологий хранения энергии, развитие электросетевого хозяйства), также будут иметь положительный эффект за счет усиления географической диверсификации и повышения устойчивости энергетического сектора к изменению климата.

Краткая характеристика и страновая специфика. Министр электроэнергии и возобновляемой энергетики Египта Мохамед Шакер Эль-Маркаби обозначил в феврале 2020 г. благосклонную позицию своего государства по отношению к энергетическому переходу, заявив, что повсеместно декларируемый в настоящее время энергетический переход представляет собой неизбежный путь от использования углеводородного топлива к углеродной нейтральности. По мнению министра, конечным результатом данного процесса станет фундаментальная трансформация энергетического сектора на всей планете [12, С. 4]. Согласно обнародованному в 2022 г. правительственным плану, к 2035 г. удельный вес ВИЭ в производстве электроэнергии должен составить 42%. Соответственно, потребность в инвестициях в проекты в рамках энергетического перехода также велики. Так, потребность в капиталовложениях лишь на период до 2030 г. должна составить 2 трлн египетских фунтов⁵. По некоторым прогнозам, в 2030-е гг.

⁵ По состоянию на 09.12.2023 г. 1 египетский фунт равнялся 0,0323696 доллара США.

Египет обгонит ЮАР и станет крупнейшим рынком электроэнергии на Африканском континенте [12, С. 3, 7].

Национальная стратегия в области энергетического перехода. Реализация энергетического перехода в Египте имеет под собой солидную теоретическую основу, состоящую из двух программных документов – уже упомянутой выше Стратегии устойчивого развития – SDS и Консолидированной стратегии по устойчивой энергетике (англ. – 2035 Integrated Sustainable Energy Strategy, сокр. – ISES 2035).

Стратегия устойчивого развития отводит приоритетную роль развитию возобновляемой энергетики, что должно, в свою очередь, способствовать диверсификации национальной экономики, повысить ее сбалансированность и конкурентоспособность. Под реализацией стратегии понимается достижение следующих шести целей:

- гарантия национальной энергетической безопасности (стабильное энергообеспечение при сохранении устойчивого развития экономики страны);
- увеличение удельного веса энергетического сектора в структуре национального ВВП;
- максимально полное использование внутренних резервов в развитии энергетического сектора (увеличение доли внутренних источников энергии в структуре энергопотребления и повышение надежности энергоснабжения);
- укрепление устойчивости и рациональности функционирования энергетического сектора (структурирование национального энергодобавки в соответствии с мировыми стандартами);
- оптимизация энергопотребления в национальной экономике (снижение потерь энергии, повышение энергоэффективности всех отраслей народного хозяйства);
- снижение объемов выбросов в окружающую среду.

Стратегия ISES 2035 направлена на создание предпосылок, необходимых для форсированного увеличения удельного веса ВИЭ в национальной энергетике и формально закрепляет амбиции Египта по превращению в связующий Европу, Африку и Азию энергетический хаб. Стратегия предусматривает увеличение доли



Каир, Египет

Источник: efesenko / depositphotos.com

производимой из ВИЭ электроэнергии в совокупном объеме электрогенерации в стране до 20% к 2022 г. и до 42% к 2035 г. При этом из общего объема «зеленой» электроэнергии 14% должно приходиться на ветроэнергетику, 2% – на гидроэнергетику и 22% – на солнечную энергетику [12, С. 9]. Некоторое время назад действие ISES 2035 было пролонгировано до 2040 г. Кроме продления срока действия, изменениям подверглась и суть документа. В частности, был сделан упор на развитие возобновляемой энергетики. При этом авторы стратегии постарались учесть ошибки прошлого – такие, как гипертрофированное усиление роли природного газа в обрабатывающей промышленности.

Стратегия ISES 2035 включает в себя следующие основные направления развития национального энергетического сектора:

- укрепление энергетической безопасности посредством диверсификации предложения энергоносителей и усиления устойчивости цепочек их поставок. Укреплять энергетическую безопасность предлагается также обеспечением доступа к источникам более дешевых энергоносителей и стимулированием инвестиционной активности в национальном энергетическом секторе;

- усиление финансовой устойчивости электрогенерирующего сектора путем финансового оздоровления компаний;
- улучшение институционального и корпоративного управления в энергетике через усиление эффективности работы надзорных органов;
- повышение энергоэффективности и рачительности использования ресурсов путем технического перевооружения предприятий энергетики, модернизации электропередающей инфраструктуры и внедрения новых технологий. Результатом данной меры должно стать уменьшение

Пик добычи на месторождении Зохран в 1,1 трлн куб. футов в год был достигнут в феврале-марте 2021 г., после чего из-за технических проблем годовая добыча снизилась до 876–912 млрд куб. футов

совокупного энергопотребления на 18% к 2035 г. относительно года принятия ISES 2035;

- стимулирование конкуренции на внутренних рынках электроэнергии и природного газа, либерализация отраслевого законодательства.

Для укрепления правовой основы энергоперехода в 2014 г. в АРЕ был принят закон о возобновляемой энергетике (англ. – Renewable Energy Law № 203). Основной целью издания данного нормативно-правового акта было стремление правительства стимулировать приток частных инвестиций в возобновляемую энергетику в рамках упомянутых выше двух стратегий. Принятие закона о возобновляемой энергетике имело однозначно положительный эффект – довольно большое число инвесторов проявили интерес к развитию сектора ВИЭ в стране. В частности, была основана крупная компания KarmSolar Company – первая в Египте частная компания, занятая в сфере генерации электроэнергии. Благодаря солидной нормативно-правовой основе и совершенствованию процесса государственного лицензирования, Египет вошел в число стран-лидеров по освоению ВИЭ в Северной Африке и Ближнем Востоке [12, С. 11].

Тенденции развития энергетического сектора Египта в текущей геополитической ситуации

Энергетическое сотрудничество с Евро-союзом. Разразившаяся в начале 2020 г. пандемия коронавируса спровоцировала падение спроса на ископаемые углеводороды во всем мире, что, в свою очередь, повлекло и снижение цен на энергоносители. По мере затухания пандемии спрос на энергоносители снова начал расти – и биржевые котировки соответственно. Руководство Евросоюза выступило с обвинениями в адрес России относительно имевших якобы место манипуляций на европейском рынке природного газа. Суть нападок заключалась в резком снижении поставок российского газа и затягивании заполнения принадлежащих «Газпрому» газохранилищ на территории ФРГ и Австрии перед началом отопительного сезона 2021–2022 гг.⁶ Сразу после начала СВО

⁶ На указанный момент на долю «Газпрома» приходилось 7% совокупного объема общеевропейских подземных газохранилищ – см. Di Bella G., Flanagan M., Foda K., Maslova S., Pienkowski A., Stuermer M., Toscani F. Natural Gas in Europe: The Potential Impact of Disruptions to Supply, in IMF Working Papers, No. 22/145 (July 2022). p. 11.

Бедные кварталы Каира

Источник: adwo@hotmail.com / depositphotos.com



в феврале 2022 г. российско-европейские противоречия в сфере торговли энергоресурсами обострились еще сильнее. Евросоюз начал пресловутую «санкционную войну» против России, немалое место в которой отводится отказу от импорта российских ископаемых углеводородов. В частности, с апреля 2022 г. начал действовать европейский запрет на закупки российского угля. В декабре 2022 г. вступило в действие частичное эмбарго на импорт из России нефти и нефтепродуктов. При этом во многих европейских странах распространились опасения по поводу возможного полного прекращения Россией поставок энергоносителей (особенно газа) в Евро-



Мост Стэнли. Александрия, Египет
Источник: efesenko / depositphotos.com

союз, что спровоцировало резкий рост цен на природный газ и породило сомнения в энергетической безопасности Европы. В сложившейся ситуации Евросоюз начал прилагать лихорадочные усилия по поиску поставщиков и маршрутов поставок углеводородов, альтернативных российским⁷. Одним из таких приоритетных поставщиков европейским чиновникам в настоящее время видится Северная Африка [20, С. 9]. Привлекательность региона объясняется географической близостью, наличием крупных запасов углеводородов, а также уже существующей инфраструктурой для

⁷ Подробнее о решениях Евросоюза, направленных на достижение полной независимости от российских энергоносителей, включая природный газ, и последствий такого отказа от них, см. [25].

их добычи и доставки. Тем самым намерение Евросоюза по максимуму отказаться от российских энергоносителей в пользу поставок из Северной Африки получило второе дыхание [24, С. 1].

Природный газ широко используется в народном хозяйстве государств-членов Евросоюза – для генерации электроэнергии, обогрева в жилищно-коммунальном секторе и как сырьё для переработки в разных отраслях промышленности. В 2021 г. на природный газ приходилось 24% совокупного потребления первичной энергии (около 400 млрд м³); аналогичную долю газ занимал в производстве электроэнергии [26]. Евросоюз критически зависел от импорта природного газа: в том же 2021 г. за счёт импорта удовлетворялись 89% совокупных потребностей стран ЕС [26]. При этом 42% природного газа импортировалось из России (132,3 млрд м³ приходилось на трубопроводный газ, а – 17,3 млрд м³ – на СПГ). Прочими экспортёрами природного газа в ЕС (в порядке убывания) являлись Норвегия (23%), Алжир (12%), США (6%), Катар (5%), Нигерия (3%), Азербайджан (2%), а также Ливия и Тринидад и Тобаго (по 1%) [26]. На этом фоне поставки природного газа из Египта выглядели более чем скромно, составляя лишь 1,3 млрд м³ СПГ (то есть менее 1%) [24, С. 3].

Начало СВО на Украине и последовавшая за ним «санкционная война» сподвигли руководство ЕС на увеличение импорта газа из Северной Африки. Регион начал рассматриваться уже в качестве перспективной, хоть и лишь отчасти альтернативной России ресурсной базы. Стоит отметить, что накануне «санкционной войны» на три североафриканских страны (Алжир, Ливию и Египет) приходилось в общей сложности 55,2 млрд м³ или около 15% импорта газа в ЕС [24, С. 9]. Неудивительно поэтому, что в ЕС снова заговорили о необходимости укрепления партнёрства с государствами Северной Африки, в том числе с Египтом. В попытке оперативно заместить российский газ, были спешно согласованы и подписаны договоры на поставку в ЕС природного газа с целым рядом стран мира, в том числе североафриканских. Так, Алжир обязался поставить 9 млрд м³ газа в Италию и 0,03 млрд м³ – в Словению. В свою очередь, Египет выразил готовность экспортировать в Италию 3 млрд м³ газа [24, С. 8]. Стоит отметить,

что египетско-итальянское сотрудничество в газовой отрасли имеет достаточно продолжительную историю: добыча природного газа в Египте ведется главным образом итальянским энергетическим концерном Eni. Так, по итогам 2021 г. на итальянскую компанию приходилось 56% всей египетской газодобычи [24, С. 10].

Региональное сотрудничество. Египет тесно взаимодействует в газовой отрасли со странами-соседями в Восточном Средиземноморье, также располагающими открытыми относительно недавно солидными месторождениями природного газа. В частности, в течение 2009–2011 гг. на израильском участке морского шельфа были открыты месторождения «Тамар» и «Левиафан», а возле кипрского побережья – месторождение «Афродита». В 2015 г. концерн Eni открыл в египетском секторе шельфа месторождение «Зохран» – самое крупное в Восточном Средиземноморье. Географическая близость месторождений друг к другу натолкнула экспертов и функционеров Евросоюза на идею объединения перечисленных стран в некую форму сотрудничества на основе добычи и экспорта природного газа. В октябре 2022 г. Израиль и Ливан подписали соглашение о разграничении морских границ, что должно было ускорить освоение открытых запасов газа и разведку новых. Тем не менее, на пути сырьевой экспансии ЕС в Восточное Средиземно-

Вид на Каирскую башню на острове Гемба
Источник: antonaleksenko82.gmail.com / depositphotos.com



Экспорт египетского газа за рубеж в настоящий момент производится главным образом в виде поставок СПГ, хотя некоторая часть отправляется на экспорт по газопроводу Arab Gas Pipeline

морье по-прежнему стоят застарелые противоречия между Турцией (с одной стороны) и Грецией и Республикой Кипр (с другой стороны). Нерешенной остается и проблема разграничения участков шельфа между Ливаном и Сирией. Несмотря на указанные трудности, именно Египет прилагает усилия по форсированию регионального сотрудничества в газовой сфере. В 2018 г. египетское правительство обнародовало инициативу по созданию Восточно-Средиземноморского газового форума (англ. – Eastern Mediterranean Gas Forum, сокр. – EMGF), призванного стать площадкой для практического взаимодействия стран региона в сферах добычи, поставки и транзита природного газа, а также созданию необходимой для этих целей инфраструктуры. Восточно-Средиземноморский газовый форум был формально учрежден в сентябре 2020 г. Кроме Египта, участниками данной международной организации стали Израиль, Республика Кипр, Греция, Франция, Италия, Палестина и Иордания. Наблюдателями стали США и ЕС. Одной из приоритетных целей новоиспеченной международной организации стал проект прокладки Восточно-Средиземноморского трубопровода для поставок добываемого в регионе природного газа на европейский рынок через Грецию [27]. Стоит отметить, что данный проект имеет технологические и финансовые недостатки, отчего перспектива строительства газопровода на глубине 2 км и стоимостью около 6 млрд евро сомнительна. В число участников проекта не была включена Турция, что к тому же наложило на застарелую турецко-греческую вражду, и уже в 2018 г. едва не привело к военному столкновению сторон близ побережья Кипра [28].

Кроме того, в начале 2022 г. США объявили об отзыве своей поддержки проекта. Отказ был мотивирован намерением сделать упор на стимулировании развития «зеленой» энергетики. Наконец, пришедшее к власти в Республике Кипр в марте 2023 г. новое правительство продемонстрировало намерение оказать поддержку альтернативному проекту – более короткому (300 км) газопроводу, призванному подавать природный газ с израильских месторождений через греческую часть Кипра и далее в континентальную Европу. Тем самым Израиль получил бы в лице Кипра вторую (после Египта) точку выхода на зарубежные рынки [29]. В любом случае, стратегическое преимущество Египта заключается в наличии на его территории единственных на настоящий момент во всем Восточном Средиземноморье мощностей по производству СПГ – заводов Damietta и Idku совокупной годовой производительностью в 18 млрд м³. Оба предприятия были введены в эксплуатацию в начале 2000-х гг. В июне 2022 г. Египет, Израиль и Евросоюз подписали меморандум о взаимопонимании о поставке добываемого в Израиле природного газа на европейский рынок. Проект предполагает поставку газа в Египет

для сжижения, после чего СПГ должен отправляться покупателям в ЕС. Республика Кипр также планирует доставлять добываемый на своем морском месторождении «Афродита» газ по намеченному к постройке трубопроводу в Египет с целью последующего выхода на мировой рынок СПГ. Таким образом, Египет хоть и не входит в число важнейших экспортеров СПГ, но вполне способен и вынашивает амбиции превратиться в восточно-средиземноморский региональный газовый хаб [24, С. 11].

Энергетическое сотрудничество с Китаем. С середины минувшего десятилетия Египет в рамках политики диверсификации внешнеэкономических партнеров и привлечения дополнительных инвестиций в свой нефтегазовый сектор начал уделять внимание энергетическому сотрудничеству с Китаем. В 2014 г. в Египте приступила к работе китайская нефтегазовая компания China ZhenHuaOil Co. Ltd; компания ведет свою деятельность через дочернюю фирму North Petroleum International Company (NPIC). Китайская компания работает в Западной и Восточной пустынях, занимаясь геологоразведкой, освоением открытых месторождений и добычей нефти и природного газа. Во время состояв-

Крестьяне на берегу реки Нил, Египет

Источник: Pecold / depositphotos.com



Берег реки Нил

Источник: meunierd / depositphotos.com

шейся в июле 2023 г. встречи с египетским министром нефти и минеральных ресурсов Тареком эль-Моллой глава компании China ZhenHuaOil Co. Ltd Ван Юэ Тао высказал желание не только добывать углеводороды в Египте, но и участвовать в реализации добытого газа на египетском рынке.

Проблемы внутреннего энергетического рынка. Как уже было отмечено выше, в течение последнего десятилетия добыча углеводородов в Египте демонстрировала устойчивую тенденцию к снижению. Так, если в 1996 г. суточная нефтедобыча достигала 930 тыс. барр., то в 2020 г. данный показатель составил уже 580 тыс. барр. В 2009 г. среднесуточная добыча природного газа составляла 7,2 млрд куб. футов, а в 2020 г. – всего 6,5 млрд куб. футов. Падение добычи объясняется истощением действующих месторождений и недостатком капиталовложений в поиск и освоение новых. Ситуация отчасти стабилизировалась в 2015 г. с открытием силами итальянского концерна Eni крупного газового месторождения «Зохран», но вскоре тенденция к сокращению добычи возобновилась. В начале 2023 г. падение добычи лишь ускорилося. Параллельно наблюдалось и падение выручки от экспорта углеводородов в стоимостном выражении. В частности, в январе-феврале 2023 г. выручка от экспорта сырой

нефти составила 243 млн долл., в то время как годом ранее за тот же период сырой нефти было экспортировано на 590 млн долл., падение составило 58,6%.

Негативную динамику продемонстрировали и доходы от экспорта СПГ: за аналогичный период снижение экспортной выручки составило 12,2%. Между январем и маем 2023 г. добыча природного газа снизилась на 9% по сравнению с тем же периодом 2022 г. [30]. При этом в Египте устойчиво растет внутреннее потребление природного газа. Разница между объемами спроса и предложения на внутреннем газовом рынке Египта покрывается за счет импорта с израильского газового месторожде-

За последние 20 лет в Египте был сооружен ряд крупных ветропарков суммарной мощностью 1,2 ГВт. Развитие ветроэнергетики власти сочли успешным и наметили еще несколько новых проектов

ния «Тамар». В попытке побороть негативные тенденции в добыче углеводородов, египетское правительство стимулирует геологоразведку, освоение новых месторождений, внедрение новых технологий в нефтегазовом секторе и привлечение дополнительных инвестиций. В 2019 г. был проведен ряд тендеров по выдаче лицензий на геологоразведку десяти участков на шельфе Красного моря. Результаты тендеров лишь отчасти оправдали ожидания: лицензии на разработку участков 1, 3 и 4 были соответственно выданы концернам Chevron, Shell и совместно Shell и Mubadala Petroleum. В 2021 г. был осуществлен новый раунд тендеров по выдаче лицензий



Суэцкий канал, Египет
Источник: Markeliz / depositphotos.com

на освоение 24 участков недр в Западной пустыне, Суэцком заливе, дельте Нила и шельфе Средиземного моря. Результаты тендеров были обнародованы в январе 2022 г.: были выданы лицензии лишь на восемь из первоначально выставленных 24 участков недр. Обладателями лицензий стали Eni (5 участков), BP, Apex International Energy и United Energy [11, С. 2].

В июле 2023 г. были подписаны три юридически обязывающих соглашения о проведении буровых работ на ряде перспективных участков (два – на средиземноморском шельфе и один – в Суэцком заливе) с совокупными предполагаемыми запасами углеводородов на сумму в 319 млрд долл.

В рамках указанных соглашений планируется в течение двух ближайших лет пробурить 35 разведочных скважин. Буровые работы совокупной стоимостью в 1,8 млрд долл. будут осуществляться силами концернов Eni, Chevron, ExxonMobil, BP и Shell. В сентябре 2023 г. египетские власти объявили о намерении увеличить добычу на действующем газовом месторождении «Зохран». Увеличение добычи планируется путем бурения новых скважин в течение 2024–2025 гг. Анонсируя увеличение капиталовложений в добычу углеводородов, египетские власти подчеркивают намерение укрепить тем самым национальную энергетическую безопасность [30].

Перспективы развития энергетического сектора Египта в свете вступления страны в БРИКС

Выраженное Египтом еще в 2009 г. намерение стать членом форума БРИКС и последовавшая в итоге позитивная реакция БРИКС⁹ усиливают как стратегическое влияние организации, так и политико-экономический потенциал самого Египта. Египет является третьим по важности газодобывающим африканским государством после Алжира и Нигерии. В египетской юрисдикции находятся Суэцкий канал и упомянутый выше Суэцко-Средиземноморский нефтепровод (SUMED), которые играют важную роль в функционировании мировых энергетических рынков. Суэцкий канал является ключевым транзитным маршрутом поставок сырой нефти и СПГ из региона Персидского залива в Европу и Северную Америку. В случае нарушения работы этих двух транспортных артерий танкерам и газозам пришлось бы использовать маршрут вокруг южной оконечности африканского континента. По расчетам Международного энергетического агентства, такой сценарий удлинит бы время доставки углеводородного сырья на 10 суток на европейские и на 8–10 суток на североамериканские рынки – и это не считая увеличения накладных расходов на транспортировку [31].

Для находящегося в состоянии экономического кризиса и бюджетного дефи-

⁹ АРЕ получила официальное приглашение вступить в БРИКС на XV саммите БРИКС, состоявшемся в Йоханнесбурге в августе 2023 г.; де-юре вступление состоится 1 января 2024 г.

цита Египта вступление в БРИКС связано с надеждами на приток крупных дополнительных зарубежных инвестиций – китайских, саудовских и отчасти российских. Правительство страны также позитивно настроено по отношению к возможному созданию единой расчетной единицы БРИКС в качестве альтернативы доллару США [32, С. 2]. Членство в БРИКС позволит Египту продвигать свои интересы среди участников объединения и повысит его вес как влиятельного регионального игрока.



Корабли Суэцкого канала

Источник: Igor-SPb / depositphotos.com

С другой стороны, нельзя упускать из виду, что кризисное состояние экономики Египта и крупный внешнеторговый дефицит диктуют правительству страны необходимость сохранять ровные отношения и со странами Запада. Такой подход отражает настрой президента республики Ас-Сиси на проведение многовекторной и неконфронтационной внешней политики [33]. Кроме того, амбициям Египта по превращению в одно из самых важных звеньев в региональной цепочке производства и поставок энергоносителей вполне коррелирует намерение Евросоюза заместить углеводороды из России импортом из других стран. Северной Африке и Египту в частности отводится немалое место в новом под-

ходе Евросоюза к обеспечению надёжности поставок энергоносителей. Кроме географической близости к ЕС, Северная Африка располагает большим потенциалом по развитию ВИЭ и производству «зеленого» водорода, что укладывается в средне- и долгосрочные европейские планы в области энергетического перехода [24, С. 16]. Вторым благоприятствующим планам Египта фактором является текущая ситуация с импортом природного газа в ЕС. Отказавшись в значительной степени от трубопроводно-

го российского газа, европейские страны сделали ставку на импорт СПГ. Поскольку из стран региона лишь Египет располагает мощностями по производству и экспорту СПГ и к тому же наладил сотрудничество с соседними странами (Израиль и Республика Кипр), обладающими месторождениями природного газа, то в целом он имеет неплохие шансы превратиться и в региональный хаб по торговле СПГ. В данном контексте необходимо отметить, что Египет по-прежнему делает ставку на сотрудничество в газовой отрасли с Евросоюзом, прежде всего – с Италией. Крупнейший итальянский нефтегазовый концерн Eni присутствует в Египте с 1954 г., осуществляя здесь свою деятельность через дочернюю

компанию IEOC. Ежедневно производя около 350 тыс. бARR. (в нефтяном эквиваленте) углеводородного сырья, компания тем самым является ведущей в египетской нефтегазовой отрасли. В 2022 г. на долю Eni пришлось 60% всего добытого природного газа в Египте [34]. В апреле 2022 г. египетская газовая компания EGAS и Eni подписали соглашение о расширении египетской газодобычи и увеличении поставок добываемого газа на итальянский рынок [35]. Концерн Eni продолжает расширять свою деятельность в Египте, уделяя особое внимание геологоразведке на прибрежном шельфе. В январе 2023 г. итальянский концерн объявил об открытии нового газового месторождения на участке Nargis-1. Предполагаемые запасы месторождения компания оценила как «существенные». Участок Nargis-1 является частью более крупного участка Nargis площадью около 1800 км², который разрабатывается на концессионной основе. Кроме Eni (с долей участия в 45%), на участке работают также Chevron (с долей участия тоже в 45%) и компания Tharwa Petroleum Company SAE (с долей участия в 10%). Впрочем, итальянцы не упускают из виду и перспективные для геологоразведки участки недр на суше. В апреле 2022 г. Eni объявил об открытии в египетской Западной пустыне нового нефтегазового месторождения, суточную продуктивность которого оценил в 8,5 тыс. бARR. в нефтяном эквиваленте [36]. Кроме добычи углеводородов, итальянский концерн реализует в Египте и ряд проектов в сфере ВИЭ [36]. О важности, которую египетская сторона придает сотрудничеству с Eni, свидетельствуют регулярные встречи президента Египта Абдель-Фаттах эль-Сиси с главой Eni Клаудио Дескальци. Так, лишь в 2022–2023 гг. таких встреч состоялось три [37].

Намеченное на 2024 г. вступление Египта в БРИКС продиктовано стремлением руководства страны повысить региональное и глобальное влияние и диверсифицировать политические и экономические связи



Damietta LNG, Египет
Источник: Ingnews.ru

Заключение

1. Как и во многих других странах мира, энергетическая отрасль Египта находится в настоящее время на переломном этапе «энергетического перехода». Еще недавно критически зависевшая от наличия на внутреннем рынке доступного по цене углеводородного топлива, египетская энергетическая отрасль демонстрирует очевидные успехи в диверсификации энергобаланса за счет все возрастающего использования ВИЭ. Ключевым фактором успеха здесь является грамотный подход к задействованию имеющихся внутренних резервов. Надо отметить, что успехи Египта особенно заметны в региональном разрезе: многие соседние государства находятся в схожих природно-климатических условиях, но в силу разных обстоятельств не в состоянии полноценно воспользоваться этими преимуществами. Особенностью же Египта является давнее наличие ВИЭ в энергобалансе: возведенная в 1960–1971 гг. Асуанская ГЭС до сих пор производит значительную долю электроэнергии в стране. В настоящее время власти республики усиленно развивают также ветро- и солнечную энергетику. Еще одной характерной особенностью египетского энергоперехода является наличие стратегического видения и неплохой, по региональным меркам, правовой базы развития возобновляемой энергетики. В частности, разработаны и применяются на практике Стратегия устойчивого развития и Консо-

лидерованная стратегия по устойчивой энергетике. Практическая реализация энергетического перехода в АРЕ осуществляется согласно закону о возобновляемой энергетике от 2014 г.

2. Тем не менее, необходимо отметить, что, осуществляя энергетический переход, Египет не отказывается и от использования углеводородного сырья. Более того, власти страны по-прежнему стимулируют приток инвестиций в традиционную энергетику, а также в поиск и освоение новых месторождений нефти и природного газа.

3. Намеченное на начало 2024 г. вступление Арабской Республики Египет в объединение БРИКС продиктовано стремлением руководства страны повысить свое региональное и глобальное влияние и диверсифицировать политические и экономические связи сообразно новым геополитическим реалиям. Вместе с тем необходимо учитывать настрой руководства АРЕ на продолжение экономического сотрудничества (и прежде всего энергетического) сотрудничества с традиционными партнерами из числа западных государств. Кроме того, Египет развивает энергетическое партнерство с Китаем и с соседями по региону.

4. Текущие события на Ближнем Востоке демонстрируют, что, несмотря на коли-

чественно небольшой удельный вес Египта в мировой торговле углеводородами, эта страна в силу своего важного стратегического положения способна оказывать существенное влияние на мировые энергетические рынки. Яркое тому доказательство – нарушения стабильности поставок углеводородного сырья на экспорт вследствие обострения палестино-израильского конфликта в октябре 2023 г. В частности, из-за интенсивных военных действий снизились поставки добываемого в Израиле природного газа на египетские предприятия по производству СПГ. Соответственно упали и объемы экспорта средиземноморского газа на европейские рынки [38].

5. Россия традиционно поддерживает с Египтом тесные связи в области политики и экономики. Правовой основой двустороннего сотрудничества является договор между Российской Федерацией и Арабской Республикой Египет о всестороннем партнерстве и стратегическом сотрудничестве от 17 октября 2018 г. (вступил в силу 10 января 2021 г.). Взаимодействие между двумя государствами носит многогранный характер с акцентом на экономику. Кроме совместной деятельности в области добычи нефти и природного газа, стороны реализуют проекты создания на терри-

Damietta LNG, Египет

Источник: vesselfinder.com



тории Египта российской промышленной зоны из двух производственных площадок (в районе Айн-Сохна на побережье Красного моря и в Порт-Саиде на севере страны). Россия и Египет сотрудничают в области атомной энергетики. Египет импортирует из России продукцию ВПК, зерно, удобрения, металлы, древесину, минеральное топливо, машины и оборудование. В свою очередь, Египет поставляет на российский рынок плодоовощную и парфюмерно-косметическую продукцию, пластмассы, соль, серу и цемент. В 2022 г. египетский экспорт в Россию в стоимостном выражении составил 595,1 млн долл., а импорт из России – 4,1 млрд долл. За первое полугодие 2023 г. Египет посетило 750 тыс. российских туристов [32, С. 6]. В настоящее время ведутся переговоры о разработке и подписании договора о свободной торговле между Египтом и Евразийским экономическим союзом (ЕАЭС). С учетом изложенного можно сделать вывод, что вступление Арабской Республики Египет в БРИКС пойдет на пользу всем участникам этого объединения, в том числе и России.

б. Переизбрание 10 декабря 2023 г. президентом Египта Абдул-Фаттах Халила Ас-Сиси даёт основание полагать, что курс страны на развитие взаимовыгодного масштабного сотрудничества с Россией, в том числе и в рамках БРИКС, будет продолжен.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках гос. задания 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.



Каир, Египет

Источник: antonaleksenko82.gmail.com / depositphotos.com

Использованные источники

1. Egypt Population (LIVE). – URL: <https://www.worldometers.info/world-population/egypt-population/>
2. Nuclear Power in Egypt. – URL: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/egypt.aspx>
3. Download World Economic Outlook database: October 2023. – URL: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/October/weo-report>
4. Download World Economic Outlook database: April 2023. – URL: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/April/weo-report>
5. Ибрагимов И. Египет сползаёт в кризис – URL: <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/egipet-spolzaet-v-krizis/?ysclid=lpzka45dr226758715>
6. Egypt's inflation reaches highest level in five years. – URL: <https://www.thenationalnews.com/business/economy/2023/01/10/egypts-inflation-reaches-highest-level-in-five-years/>
7. Egypt's headline inflation climbs to all-time high of 35.7% in June. – URL: <https://www.reuters.com/markets/economy/egypt-headline-inflation-climbs-to-all-time-high-of-35-7-in-june-2023-06-01/>
8. Экономика Египта. Статистика онлайн. – URL: <https://take-profit.org/statistics/countries/egypt/>
9. Бочаров И. Египетская экономика в тисках военных. – URL: <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/egipetskaya-ekonomika-v-tiskakh-voennykh/>
10. Ибрагимов И. Египет на пути к членству в БРИКС? – URL: <https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/egipet-na-puti-k-chlenstvu-v-briks/>
11. Country Analysis Executive Summary: Egypt, in: Independent statistics and analysis. U.S. Energy Information Administration. Last updated: April 4, 2022.
12. Egypt Energy Sector. Market Report. 2022 Edition. – Informa Markets.
13. Egypt Energy Profile: Third-Largest Natural Gas Producer in Africa – Analysis. – URL: <https://www.eurasiareview.com/06042022-egypt-energy-profile-third-largest-natural-gas-producer-in-africa-analysis/>
14. Arish-Ashkelon Pipeline. – URL: https://www.gem.wiki/Arish-Ashkelon_Pipeline
15. Fahmy M., Hussein N. Electricity Regulation in Egypt: overview. – URL: [https://anzlaw.thomsonreuters.com/Document/13a1a124c3f8c11ebbea4f0dc9fb69570/View/FullText.html?contextData=\(sc.Default\)&transitionType=Default&firstPage=true](https://anzlaw.thomsonreuters.com/Document/13a1a124c3f8c11ebbea4f0dc9fb69570/View/FullText.html?contextData=(sc.Default)&transitionType=Default&firstPage=true)
16. Salem Eid S., Innovation and competition for renewable energy sources in Egypt according to sustainable development requirements – case study. Department of Administrative, Legal and Environmental Economic Sciences, Institute of Environmental Studies, Al-Arish University, North Sinai, Egypt.
17. Egypt, Saudi Arabia sign contracts for \$1,8B electrical interconnection project. – URL: <https://www.egypttoday.com/Article/3/108524/Egypt-Saudi-Arabia-sign-contracts-for-1-8B-electrical-interconnection>
18. Electricity capacity, in: Egypt, Energy profile. International Renewable Energy Agency. Last updated on 8th August 2023
19. Egypt to overhaul hydropower plants amid Nile dam crisis. – URL: <https://www.al-monitor.com/originals/2021/09/egypt-overhaul-hydropower-plants-amid-nile-dam-crisis>
20. Egypt: Background and U.S. Relations. Congressional Research Service. Updated May 2, 2023.
21. Ten facts on Egypt's Benban Solar Park, the largest solar power plant in the world. – URL: <https://egyptindependent.com/ten-facts-on-egypts-benban-solar-park/>
22. Кононенко А. Россия строит в Египте сразу четыре энергоблока АЭС // Российская газета. Спецвыпуск: Атомный конвейер №274(9219). – URL: <https://rg.ru/2023/12/04/na-zavist-piramidam.html>
23. Climate Resilience for Energy Transition in Egypt, IEA, Paris. July 2023. – URL: <https://www.iea.org/reports/climate-resilience-for-energy-transition-in-egypt>
24. Zarkik A. Gas Crisis in Europe: A Harbinger of Sustainable Cooperation with North Africa. – Istituto Affari Internazionali. Documenti I AI 23, September 2023, ISSN 2280-6164.
25. Мастепанов А.М. Энергетическая безопасность по-европейски // Энергетическая политика. №1(179), 2023. С. 4–23.
26. Statistical Review of World Energy 2022. The EU Energy System in 2021 / BP, June 2022 – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-eu-insights.pdf>
27. East Mediterranean Gas Forum. – URL: <https://emgf.org>
28. Tanchum M. Eastern Mediterranean Energy and Regional Cooperation: 2021 Outlook. – URL: <https://www.iemed.org/publication/eastern-mediterranean-energy-and-regional-cooperation-2021-outlook/>
29. Il Molla discusses cooperation with NPIC. – URL: <https://egyptoil-gas.com/news/el-molla-discusses-cooperation-with-npic/>
30. Egypt eyes energy revival with Zohr gas field expansion. – URL: <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Egypt-Eyes-Energy-Revival-With-Zohr-Gas-Field-Expansion.html>
31. World oil transit chokepoints. – URL: https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/World_Oil_Transit_Chokepoints
32. Egypt's Pending Membership of BRICS – an Overview, in: Silk Road Briefing, September 01, 2023
33. Лакстыгал И., Гасымов Н. Как изменит БРИКС вступление Египта? // «Ведомости», 15.06.2023.
34. ENI announces the 500th cargo from Damietta LNG facility, in Egypt. 01 February 2023. – URL: <https://www.eni.com/en-IT/media/news/2023/02/kick-off-the-programme-semakenya-ii.html>
35. ENI and EGAS agree to increase Egypt's gas production and supply. – URL: <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2022/04/eni-and-egas-agree-increase-egypt-s-gas-production-and-supply.html>
36. ENI announces a new gas discovery in the Eastern Mediterranean Sea, offshore Egypt. – URL: <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2023/01/eni-announces-a-new-gas-discovery-in-the-eastern-mediterranean-sea-offshore-egypt.html>
37. Our work in Egypt. – URL: <https://www.eni.com/en-IT/eni-worldwide/africa/egypt.html>
38. Экс-глава МИД Египта: конфликт в Израиле повлиял на рынок газа. – URL: <https://ria.ru/20231025/izrail-1905074041.html?in=1>

Оценка энергетической безопасности в регионах Приволжского ФО с использованием нормированных оценок

Assessment of energy security in the regions of the Volga federal district using normalized assessments

Сергей СЕНДЕРОВ
Заместитель директора, старший научный сотрудник, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН, д. т. н.
E-mail: ssm@isem.irk.ru

Sergey SENDEROV
Deputy Director, Senior Researcher, L. A. Melentiev Institute of Energy Systems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Technical Sciences.
E-mail: ssm@isem.irk.ru

Елена СМИРНОВА
Младший научный сотрудник, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН
E-mail: smirnova.e.m@isem.irk.ru

Elena SMIRNOVA
Junior Researcher, L. A. Melentiev Institute of Energy Systems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
E-mail: smirnova.e.m@isem.irk.ru

Сергей ВОРОБЬЕВ
Старший научный сотрудник, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН, к. т. н.

Sergey VOROBYOV
Senior Researcher, L. A. Melentiev Institute of Energy Systems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Ph.D.

Аннотация. В статье представлен метод формирования нормированных значений индикаторов энергетической безопасности (ЭБ) и нормированных качественных оценок ее состояния, на базе использования аппарата свертки качественных оценок состояния важнейших индикаторов ЭБ. Анализ динамики, основных тенденций и масштабов изменения состояния ЭБ, при использовании данного метода, представлен на примере оценки субъектов РФ, расположенных на территории Приволжского федерального округа.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, топливо- и энергоснабжение, Приволжский федеральный округ, индикативный анализ.

Abstract. The article presents a method for the formation of normalized values of energy security indicators (ES) and normalized qualitative assessments of its condition, based on the use of a convolution apparatus for qualitative assessments of the state of the most important indicators of ES. The analysis of the dynamics, main trends and the extent of changes in the state of ES, when using this method, is presented on the example of an assessment of the subjects of the Russian Federation located on the territory of the Volga Federal District.

Keywords: energy security, fuel and energy supply, Volga Federal District, indicative analysis.



Субъекты Приволжского ФО относятся к регионам с особо холодным климатом со средней температурой наиболее холодной пятидневки ниже минус 30°C



Опора воздушного перехода ЛЭП через Волгу
Источник: photos.wikimapia.org

Введение

Понятие энергетической безопасности (ЭБ) трактуется как «состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения» [1, 2 и др.].

Индикативная оценка уровня ЭБ конкретного региона страны осуществляется по трем взаимосвязанным блокам индикаторов: производственной и ресурсной

энергообеспеченности региона; надежности системы топливо- и энергоснабжения региона; состояния основных производственных фондов (ОПФ) систем энергетики на территории региона (таблица 1).

С учетом особенностей энергоснабжения отдельных регионов, ранее [1, 3, 4 и др.], были определены пороговые значения индикативных показателей для разных групп субъектов РФ, также относительные удельные веса индикаторов в общей системе их ценности. С использованием метода свертки полученных значений анализируемых индикаторов формировались интегральные оценки состояния ЭБ субъектов РФ.

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона

- 1.1. Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
 1.2. Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
 1.3. Возможности удовлетворения потребностей в КПТ из собственных источников региона.
2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона
- 2.1. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПТ на территории региона.
 2.2. Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.
 2.3. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона.
3. Блок состояния ОПФ систем энергетики на территории региона
- 3.1. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.
 3.2. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона.

Таблица 1. Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня

Исследования показывают, что отдельные индикаторы измеряются в разных единицах и для того чтобы получить интегральную оценку ЭБ региона может применяться принцип нормализации значений индикаторов в зависимости от соотношения их значений с пороговыми. Для этого предлагается использовать специальный аппарат нормализации, позволяющий работать как с возрастающими, так и с убывающими значениями индикаторов, то есть с теми индикаторами, состояние которых улучшается по мере возрастания значения и с теми, состояние которых улучшается, по мере убывания их значений.

Преобразование значений индикаторов, выраженных в различных единицах измерения, в нормализованные, выполняется согласно следующему выражению:

$$X_i^H = \frac{X_{пкi} - X_i^t}{X_{кi} - X_{пкi}}, \quad (1)$$

где X_i^H – нормализованное значение индикатора i в анализируемом периоде, отн. ед; X_i^t – фактическое значение индикатора в системе исходных единиц; $X_{пкi}$, $X_{кi}$ – соответственно, пороговые значения предкризисного и кризисного состояний индикатора i в системе исходных единиц.

В соответствии с алгоритмом расчета, нормализованное пороговое значение $X_{пкi}^H$ всегда равно нулю и является точкой начала отсчета предкризисных состояний индикатора, а нормированное значение $X_{кi}^H$ равно -1 и представляет собой границу перехода в кризисные состояния индикаторов.

В [5] был применен метод нормализации индикативных показателей на примере Центрального и Южного федеральных округов. По результатам проведенного анализа полученных нормированных показателей и их графического отображения, возникла необходимость дополнительно скорректировать перекрытие пороговых значений. И соотносить удельные веса каждого i -го нормированного индикатора к единице. Дело в том, что, если приемлемое пороговое значение по какому-то индикатору перекрывается на 100 и более процентов, то его состояние по-прежнему остается приемлемым, но данный индикатор тянет вверх всю интегральную оценку. В результате, могут теряться кризисные и предкризисные оценки других индикаторов. То же самое происходит с кризисными значениями. Не стоит учитывать слишком большую глубину кризиса, достаточно остановиться на кризисных значениях, не слишком перекашивающих общую интегральную оценку. В связи с этим, было принято, что любое, значительное перекрытие

Из 14 субъектов Приволжского ФО приемлемая ситуация с энергобезопасностью наблюдалась лишь в Нижегородской области, и то только в 2017 г. К 2021 г. она перешла в предкризисное состояние

порогового значения индикатора снизить до достаточного запаса: 25% для приемлемых состояний и 50% для кризисных.

Представим применение данного подхода на примере субъектов РФ, расположенных на территории Приволжского федерального округа. Сначала представим

результаты, полученные с использованием обычного индикативного анализа. Затем, с целью более удобного сопоставления результатов и сравнения динамики состояния ЭБ в разных регионах применим подход нормализации полученных количественных оценок.

Таблица 2. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов ПФО округа по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения за 2017, 2021 гг.

Регион	Индикатор ¹	Ед. изм.	Пороговые значения индикатора ²		Значение и состояние индикатора			
			Н	К	2017		2021	
Республика Башкортостан	1.1	ед.	0,5	0,3	1,2	Н	1,3	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,4	Н	2,5	Н
	1.3	%	40	20	24,5	ПК	21,6	ПК
Республика Марий Эл	1.1	ед.	0,5	0,3	0,5	ПК	0,5	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	5,2	Н	5,3	Н
	1.3	%	40	20	57,7	Н	63,7	Н
Республика Мордовия	1.1	ед.	0,5	0,3	0,7	Н	0,7	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,7	Н	2,7	Н
	1.3	%	40	20	0	К	0	К
Республика Татарстан	1.1	ед.	0,5	0,3	1,6	Н	1,7	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	3,5	Н	3,4	Н
	1.3	%	40	20	24,7	ПК	22,8	ПК
Республика Удмуртия	1.1	ед.	0,5	0,3	0,4	ПК	0,4	ПК
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,9	Н	3,1	Н
	1.3	%	40	20	2,7	К	3,6	К
Чувашская Республика	1.1	ед.	0,7	0,5	1,78	Н	2,4	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	5,5	Н	5,9	Н
	1.3	%	40	20	0,4	К	0,1	К
Кировская область	1.1	ед.	0,7	0,5	0,8	Н	0,8	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,5	Н	2,6	Н
	1.3	%	40	20	3,1	К	3,3	К
Нижегородская область	1.1	ед.	0,7	0,5	0,8	Н	0,8	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	1,9	Н	1,9	Н
	1.3	%	40	20	59,8	Н	71,8	Н
Оренбургская область	1.1	ед.	0,5	0,3	1,1	Н	1,7	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	1,4	ПК	2,1	Н
	1.3	%	40	20	123,3	Н	76,8	Н
Пензенская область	1.1	ед.	0,5	0,3	0,5	Н	0,4	ПК
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,6	Н	2,5	Н
	1.3	%	40	20	1,2	К	1	К
Пермский край	1.1	ед.	0,5	0,3	2,1	Н	2,3	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	2,8	Н	3,2	Н
	1.3	%	40	20	21,2	ПК	22,1	ПК
Самарская область	1.1	ед.	0,5	0,3	1,5	Н	1,6	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	3,8	Н	4,1	Н
	1.3	%	40	20	48,1	Н	44,1	Н
Саратовская область	1.1	ед.	0,5	0,3	3,2	Н	3,2	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	7,1	Н	7,1	Н
	1.3	%	40	20	46,2	Н	54,3	Н
Ульяновская область	1.1	ед.	0,5	0,3	0,9	Н	1,1	Н
	1.2	ед.	1,5	1,2	14,2	Н	12,5	Н
	1.3	%	40	20	1,3	К	1,8	К

¹ Номер индикатора соответствует нумерации в таблице 1.

² Границы перехода индикатора в состояние ("Н" – приемлемое (нормальное); "К" – кризисное состояние ЭБ). Промежуточная ситуация признается предкризисным состоянием – "ПК". Данные пороговые значения обоснованы в [3].

Регион	Индикатор	Пороговые значения, %		Значение и состояние индикатора, год			
		Н	К	2017		2021	
Республика Башкортостан	2.1	40	70	94,1	К	95,3	К
	2.2	50	70	35	Н	32,7	Н
	2.3	100	<100	91	К	91	К
Республика Марий Эл	2.1	40	70	97,5	К	91,7	К
	2.2	50	70	31,4	Н	31,7	Н
	2.3	100	<100	91	К	91	К
Республика Мордовия	2.1	40	70	99,9	К	99,8	К
	2.2	50	70	89	К	87,6	К
	2.3	100	<100	94	К	94	К
Республика Татарстан	2.1	40	70	99,5	К	99,4	К
	2.2	50	70	27,9	Н	27,1	Н
	2.3	100	<100	93	К	93	К
Республика Удмуртия	2.1	40	70	95,8	К	97,6	К
	2.2	50	70	52,5	ПК	56,8	ПК
	2.3	100	<100	91	К	91	К
Чувашская Республика	2.1	40	70	98,8	К	99,7	К
	2.2	50	70	62,8	ПК	62,8	ПК
	2.3	100	<100	91	К	91	К
Кировская область	2.1	40	70	90,7	К	93,6	К
	2.2	50	70	45,9	Н	46,8	Н
	2.3	100	<100	>100	Н	>100	Н
Нижегородская область	2.1	40	70	95,5	К	90	К
	2.2	50	70	45,9	Н	46,8	Н
	2.3	100	<100	>100	Н	>100	Н
Оренбургская область	2.1	90		87,3	Н	91,7	ПК
	2.2	50	70	63,2	ПК	61,4	ПК
	2.3	100	<100	>100	Н	>100	Н
Пензенская область	2.1	40	70	98,4	К	97,8	К
	2.2	50	70	77,8	К	82,8	К
	2.3	100	<100	>100	Н	>100	Н
Пермский край	2.1	40	70	97	К	95	К
	2.2	50	70	42,5	Н	43,1	Н
	2.3	100	<100	>100	Н	>100	Н
Самарская область	2.1	40	70	97,7	К	97,5	К
	2.2	50	70	41,9	Н	42,6	Н
	2.3	100	<100	>100	Н	>100	Н
Саратовская область	2.1	40	70	98,2	К	97,3	К
	2.2	50	70	60,3	ПК	60,8	ПК
	2.3	100	<100	>100	Н	>100	Н
Ульяновская область	2.1	40	70	98,3	К	99,2	К
	2.2	50	70	49,8	Н	42,2	Н
	2.3	100	<100	>100	Н	>100	Н

Таблица 3. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов ПФО по блоку надежности топливо- и энергоснабжения за 2017, 2021 гг.

Результаты индикативного анализа ЭБ по регионам ПФО

В данном разделе представлена информация о качественном состоянии индикаторов ЭБ по субъектам РФ на территории Приволжского ФО, а также качественная характеристика состояния энергетической безопасности данных субъектов за 5 лет: с 2017 по 2021 гг. (таблицы 2–5).

Исходная информация для исследования принята в соответствии со статистической информацией за 2017–2021 гг. [6–8], а также с необходимой информацией по конкретным регионам. В результате анализа соответствующих данных по субъектам ПФО, можно судить о тенденциях в обеспечении энергетической безопасности в исследуемых регионах.

В таблице 2 представлена информация об оценке состояния индикаторов по блоку

производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения за 2017 и 2021 гг. в субъектах ПФО.

По индикатору 1.1 приемлемая ситуация в Республике Марий Эл, Нижегородской, Оренбургской и Саратовской областях. Максимальная электрическая нагрузка здесь обеспечена с запасом собственными электрогенерирующими мощностями.

Что касается электрических связей с соседними регионами (индикатор 1.2), то их пропускную способность, в случае возникновения крупномасштабных аварийных ситуаций с энергоснабжением, можно оценить, как приемлемую.

Также, благодаря достаточному количеству производства собственных КПТ в отдельных регионах (мазут в Нижегородской, Самарской, Марий Эл, уголь и газ в Оренбургской области, мазут и природный газ в Саратовской области) обеспечиваются приемлемые значения индикатора 1.3.

Кризисную ситуацию по индикатору 1.3 можно отметить в Мордовии, Кировской, Чувашской и Ульяновской областях из-за недостаточных объемов производства КПТ, либо полного его отсутствия.

Ситуация по блоку индикаторов «Надежность топливо- и энергоснабжения региона» представлена в таблице 2.

В 7 регионах округа ситуация оценивается как предкризисная: в Республике Башкортостан, Татарстане, Оренбургской области, Пермском крае, Самарской, Саратовской и Ульяновской областях

По индикатору 2.1 во всех субъектах Приволжского ФО доля газа, в качестве доминирующего ресурса, в общем потреблении КПТ чрезвычайно высока и составляет 90–95%, что не может быть приемлемым с позиций ЭБ.

Что касается доли крупнейшей электростанции в установленной электрической мощности регионов, в целом ситуация приемлема. Исключения составляют Республика Удмуртия (Ижевская ТЭЦ-2), Чувашская Республика (Чебоксарская ГЭС), Оренбургская область (Ириклинская ГРЭС) и Саратовская область (Балаковская АЭС). Здесь доля крупнейшего источника состав-

Балаковская АЭС

Источник: «Росэнергоатом»



ляет более 60%, а ситуация с точки зрения ЭБ оценивается как предкризисная. Кризисная ситуация по данному индикатору является в Республике Мордовии (крупнейшая электростанция Саранская ТЭЦ-2, на которую приходится более 70% установленной мощности и более 60% выработки электроэнергии), а также в Пензенской области (более 80% – доля Пензенской ТЭЦ-1, кроме того, Пензенская область является энергодефицитным регионом как по электроэнергии, так и по мощности, а недостаток восполняется за счет перетоков электроэнергии из соседних регионов).

В состав важнейших индикативных показателей входит индикатор 2.3 (таблица 3), отражающий уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территориях региона. Он оценивается по результатам модельных исследований, описанных в [2, 3, 9] как величина обеспеченности потребителей котельно-печным топливом при возможном пиковом

похолодании, с увеличением потребления КПТ на 10%. Субъекты Приволжского федерального округа относятся к регионам с особо холодным климатом со средней температурой наиболее холодной пятидневки ниже минус 30°C [10]. Очень высокая доля природного газа в отдельных регионах, отмеченная как кризисная с точки зрения ЭБ, определяет ситуацию с возможностью обеспечения потребителей топливом в условиях возрастающего спроса при резких похолоданиях на территории Приволжского ФО. Исследования показывают, что в такой ситуации не всегда могут быть обеспечены поставки необходимого количества газа. В Кировской области нет собственного производства КПТ, а доля природного газа в энергобалансе составляет 93%, между тем возможность обеспечить пиково возрастающий спрос на топливо в случае резкого похолодания, позволяет наличие мощных газопроводных коридоров на территории региона. То же самое можно сказать о Пермском крае, Пензенской и Нижегородской области.

Таблица 4. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов ПФО по блоку состояния ОПФ систем энергетики за 2017, 2021 гг.

Край, область	Индикатор	Ед. изм.	Пороговые значения		Значение и состояние индикатора, год			
			Н	К	2017		2021	
Республика Башкортостан	3.1	%	40	60	54,7	ПК	51,9	ПК
	3.2	%	2	1	1,9	ПК	2,2	Н
Республика Марий Эл	3.1	%	40	60	42,4	ПК	47,5	ПК
	3.2	%	2	1	0,9	К	0,9	К
Республика Мордовия	3.1	%	40	60	55,7	ПК	58,6	ПК
	3.2	%	2	1	0	К	1,3	ПК
Республика Татарстан	3.1	%	40	60	40,3	ПК	41,8	ПК
	3.2	%	2	1	2,6	Н	1,7	ПК
Республика Удмуртия	3.1	%	40	60	54,1	ПК	58,5	ПК
	3.2	%	2	1	5,9	Н	1	К
Чувашская республика	3.1	%	40	60	57,1	ПК	60,9	К
	3.2	%	2	1	0,7	К	0,7	К
Кировская область	3.1	%	40	60	57,5	ПК	61,7	К
	3.2	%	2	1	6,7	Н	0,5	К
Нижегородская область	3.1	%	40	60	44,3	ПК	49,6	ПК
	3.2	%	2	1	2,4	Н	0,2	К
Оренбургская область	3.1	%	40	60	61,6	К	63,9	К
	3.2	%	2	1	0,6	К	1,7	ПК
Пензенская область	3.1	%	40	60	68	К	73,9	К
	3.2	%	2	1	0	К	0	К
Пермский край	3.1	%	40	60	47,3	ПК	51,5	ПК
	3.2	%	2	1	3,4	Н	2,3	Н
Самарская область	3.1	%	40	60	50,4	ПК	53,7	ПК
	3.2	%	2	1	0,1	К	0,1	К
Саратовская область	3.1	%	40	60	63,6	К	0,1	К
	3.2	%	2	1	0,1	К	0,2	К
Ульяновская область	3.1	%	40	60	55,7	ПК	60,7	К
	3.2	%	2	1	0,8	К	1,9	ПК



Уфимская ТЭЦ-1

Источник: bgkrb.ru

По индикаторам блока «Состояние ОПФ систем энергетики на территории региона, учитывались усредненные данные по износу ОПФ энергетических отраслей (таблица 4).

По третьему блоку индикаторов полностью приемлемым нельзя назвать состояние ни в одном из субъектов. По степени износа основных производственных фондов энергетического хозяйства, а также по показателям среднегодового ввода установленной мощности в кризисном состоянии находятся Чувашская Республика, Кировская, Пензенская и Саратовская области. В Республике Башкортостан по индикатору 3.2 состояние из предкризисного перешло в приемлемое за счет ввода

В регионах Приволжского ФО, в большей степени не обладающих собственными источниками энергетических ресурсов, ситуация с долей газа в общем потреблении энергоресурсов является кризисной

ряда СЭС суммарной мощностью 50 МВт в 2020–2021 гг., а также блоков на Ново-Салаватской ТЭЦ и Уфимской ТЭЦ-1. В Оренбургской области ситуация изменилась из кризисной на предкризисную за счет ввода солнечных ЭС, суммарной мощностью 327 МВт, за 5-летний период.

Интегральная оценка уровня ЭБ Приволжского федерального округа

С учетом представленных ранее значений основных индикаторов были получены интегральные оценки уровня энергетической безопасности на территории субъектов Приволжского федерального округа. Для формирования этих оценок использован подход, основанный на свертке значений индикаторов, с учетом их удельных весов. Качественные характеристики состояния всех обсуждаемых индикаторов из таблиц 2–4, были собраны по соответствующим территориям и обработаны согласно специально разработанной методике [3, 4, 9]. В результате была получена качественная интегральная оценка состояния энергетической безопасности регионов Приволжского федерального округа, представленная в таблице 5.

Год	Индикаторы ЭБ								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
	Удельные веса индикаторов								К ¹	ПК	Н ²	
	0.104	0.138	0.133	0.120	0.079	0.170	0.127	0.129				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Республика Башкортостан												
2017	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	ПК	0,29	0,389	0,321	ПК
2021	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	Н	0,29	0,26	0,45	ПК
Республика Марий Эл												
2017	ПК	Н	Н	К	Н	К	ПК	К	0,419	0,231	0,35	К
2021	Н	Н	Н	К	Н	К	ПК	К	0,419	0,127	0,454	К
Республика Мордовия												
2017	Н	Н	К	К	К	К	ПК	К	0,631	0,127	0,242	К
2021	Н	Н	К	К	К	К	ПК	ПК	0,502	0,256	0,242	К
Республика Татарстан												
2017	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	Н	0,29	0,26	0,45	ПК
2021	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	ПК	0,29	0,389	0,321	ПК
Республика Удмуртия												
2017	ПК	Н	К	К	ПК	К	ПК	Н	0,423	0,31	0,267	К
2021	ПК	Н	К	К	ПК	К	ПК	К	0,552	0,31	0,138	К
Чувашская Республика												
2017	Н	Н	К	К	ПК	ПК	ПК	К	0,552	0,206	0,242	К
2021	Н	Н	К	К	ПК	ПК	К	К	0,679	0,079	0,242	К
Кировская область												
2017	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	Н	0,253	0,127	0,62	ПК
2021	Н	Н	К	К	Н	Н	К	К	0,509	0	0,491	К
Нижегородская область												
2017	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	Н	0,12	0,127	0,753	Н
2021	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	К	0,249	0,127	0,624	ПК
Оренбургская область												
2017	Н	ПК	Н	Н	ПК	Н	К	К	0,256	0,217	0,527	ПК
2021	Н	Н	Н	ПК	ПК	Н	К	ПК	0,127	0,328	0,545	ПК
Пензенская область												
2017	Н	Н	К	К	К	Н	К	К	0,588	0	0,412	К
2021	ПК	Н	К	К	К	Н	К	К	0,588	0,104	0,308	К
Пермский край												
2017	Н	Н	ПК	К	Н	Н	ПК	Н	0,12	0,26	0,62	ПК
2021	Н	Н	ПК	К	Н	Н	ПК	Н	0,12	0,26	0,62	ПК
Самарская область												
2017	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	К	0,249	0,127	0,624	ПК
2021	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	К	0,249	0,127	0,624	ПК
Саратовская область												
2017	Н	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	0,376	0,079	0,545	ПК
2021	Н	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	0,376	0,079	0,545	ПК
Ульяновская область												
2017	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	К	0,382	0,127	0,491	ПК
2021	Н	Н	К	К	Н	Н	К	ПК	0,38	0,129	0,491	ПК

¹ Состояние ЭБ в регионе признается кризисным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии "К" превышает 0.4.

² Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии "Н" превышает 0.7.

Таблица 5. Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности на территории субъектов ПФО

Как показал анализ данных качественного состояния важнейших индикаторов ЭБ в Приволжском ФО (таблица 5), из 14 рассмотренных субъектов, приемлемая ситуация с обеспечением энергобезопасности в анализируемом периоде, наблюдалась лишь в Нижегородской области, и то только в 2017 г., а к 2021 г. перешла в предкризисное состояние за счет ухудшения ситуации с обновлением ОПФ электроэнергетики. В семи регионах округа ситуация также, оценивается как предкризисная: Республика Башкортостан, Татарстан, Оренбургская область, Пермский край, Самарская, Саратовская и Ульяновская области.

В остальных шести регионах ситуация оценивается как кризисная, в том числе по показателям блока состояния ОПФ энергетического хозяйства, из-за высокой доли газа в балансе потребления КППТ и, соответственно, недостаточности возможностей удовлетворения потребностей в энергоресурсах в условиях пиково-возрастающего зимнего спроса: Марий Эл, Мордовия, Удмуртия, Чувашская Республика, Пензенская и Кировская область.

Нормализация значений индикаторов ЭБ

Следующим этапом в работе была нормализация полученных значений индикаторов по всем субъектам Приволжского ФО, в соответствии с выражением (1). На базе полученных значений за 5-летний период, были построены графики состояния нормализованных значений индикаторов по соответствующим блокам, рис. 1–3. Пороговые значения индикаторов здесь также были учтены как нормализованные; где согласно выражению (1) «кризис» = -1, «предкризис» = 0. Таким образом, все состояния, находящиеся в области значений ниже «-1», можно считать кризисными, в области от «-1» до «0» – предкризисными и в области выше «0» – приемлемыми.

Полученные результаты нормализованных значений по каждому индикатору для регионов ПФО представлены на графиках (рис. 1–3). Сравнивая полученные результаты на графиках с ранее представленными в таблицах (таблицы 2–4), можно отметить наглядно-выраженную динамику изменения уровня ЭБ в регионах, что позволяет более детально рассмотреть си-

туацию и принять меры по ее улучшению.

Так, например, по индикатору 1.1 (рис. 1), достаточным запасом располагаемой мощности обладают почти все субъекты, кроме Республики Удмуртии. Что касается инд. 1.2, то, в связи с достаточно высокими показателями, значительно превышающими пороговые значения индикаторов (более, чем на 100%), было применено ограничение до достаточного запаса в 25%. Поэтому на графике все эти субъекты анализа «совпали» на отметке 1,25. Исключение составила Оренбургская область, где произошел переход из предкризисного в приемлемое состояние по данному индикатору, за счет некото-



Авария на ЛЭП в Марий Эл
Источник: gtrkmariel.ru

рого увеличения генерирующих мощностей к 2021 г. По индикатору 1.3 (рис. 1), анализ показал, положительную тенденцию удовлетворения потребностей к КППТ из собственных источников в Нижегородской и Саратовской областях. Некоторое ухудшение ситуации, однако пока в диапазоне предкризисных значений по данному индикатору, выявлено в Республиках Башкортостан и Татарстан.

По индикатору 2.1 (рис. 2) – «Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КППТ», можно сразу отметить отсутствие регионов в зоне приемлемого состояния с точки зрения ЭБ. По индикатору 2.2 (доля наиболее крупной электростанции в установленной мощности региона) мож-

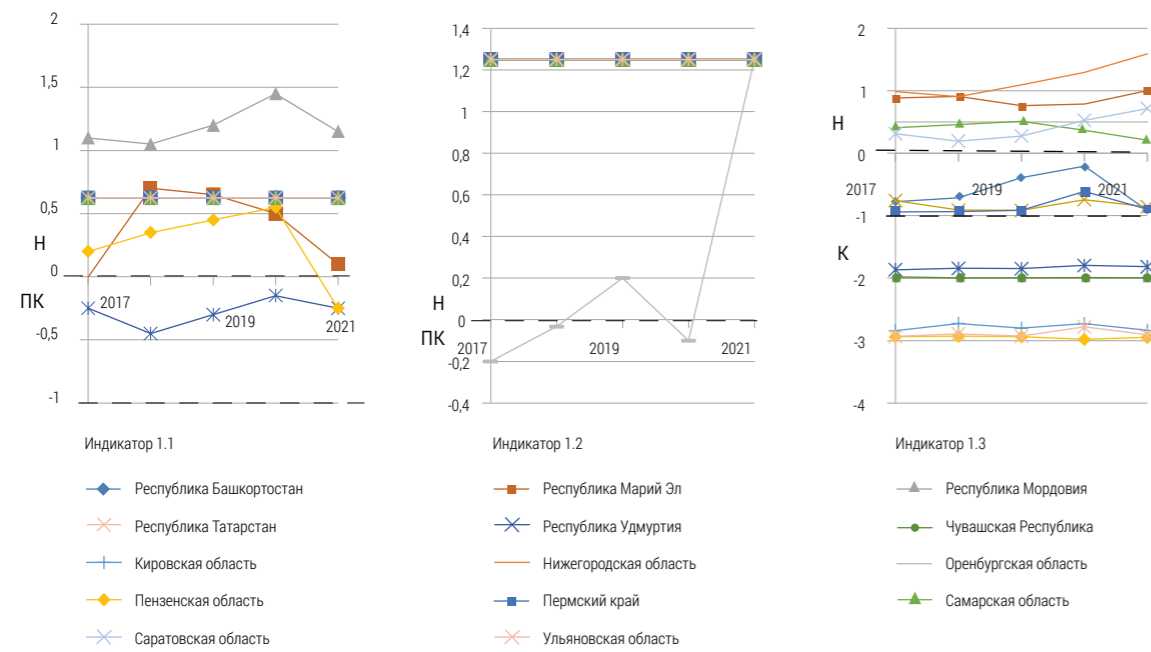


Рис. 1. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по первому блоку индикаторов в регионах Приволжского ФО

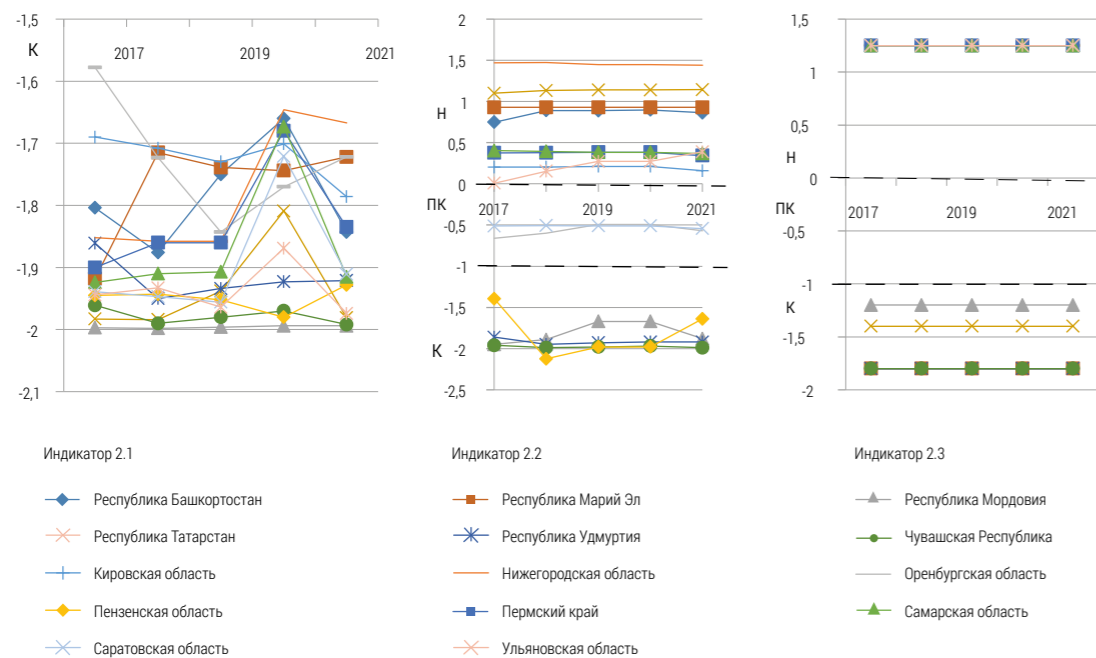


Рис. 2. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по второму блоку индикаторов в регионах Приволжского ФО

но отметить разделение регионов по всем трем состояниям индикативного анализа – кризисное, предкризисное и приемлемое.

Достаточно высокий запас значений по инд. 2.3 на графике (рис. 2) определяет сведение их в данном случае и принятому достаточному запасу в 25% сверх порогового значения для регионов в условиях резкого похолодания.

По третьему блоку индикаторов (рис. 3), в связи с недостаточно активной политикой в обновлении ОПФ энергетики При-

нялась ситуация с интегральной оценкой ЭБ регионов, но использование нормализованных индикаторов позволяет визуализировать не только основные тренды и динамику в обеспечении ЭБ, но показать близость к приемлемому или кризисному состоянию с точки зрения ЭБ. Так, в результате проведенного исследования, было получена несколько иная картина на графике интегральной оценки в сравнении с итоговой таблицей индикаторов.



ЛЭП в Поволжье

Источник: news.myseldon.com

волжского ФО, значения располагаются, в основном, в зоне предкризисных и кризисных значений. Резкие изменения значений по инд. 3.2 (рис. 3) наблюдаются, в связи с большими перерывами между вводом новых мощностей и значимым обновлением основных производственных фондов в регионах.

Для получения итоговой интегральной оценки уровня ЭБ была произведена свертка нормализованных значений индикаторов с учетом их удельных весов. Полученная комплексная интегральная оценка состояния ЭБ субъектов Приволжского ФО представлена на рис. 4.

Из оценки, представленной на рис. 4, также, как и в таблице 5 видно, как ме-

Все субъекты (рис. 4) расположились в зоне предкризисных значений, а Пермский край и Нижегородская область в зоне приемлемых, в то время как по итогам качественной оценки (таблица 5), все субъекты в 2021 г. находились в кризисном и предкризисном состояниях. Уточнение произошло в результате применения метода нормирования, что позволило более точно определить состояние регионов по шкале кризисного состояния с точки зрения ЭБ.

Заключение

Рассмотренный в статье подход, отличается от используемых ранее тем, что в нем

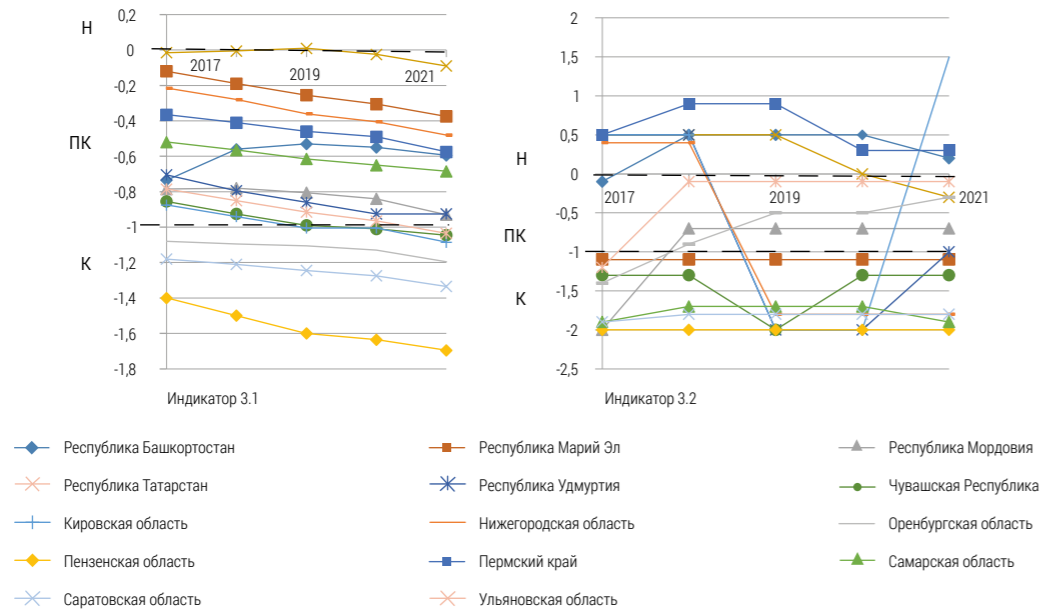


Рис. 3. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по третьему блоку индикаторов в регионах Приволжского ФО

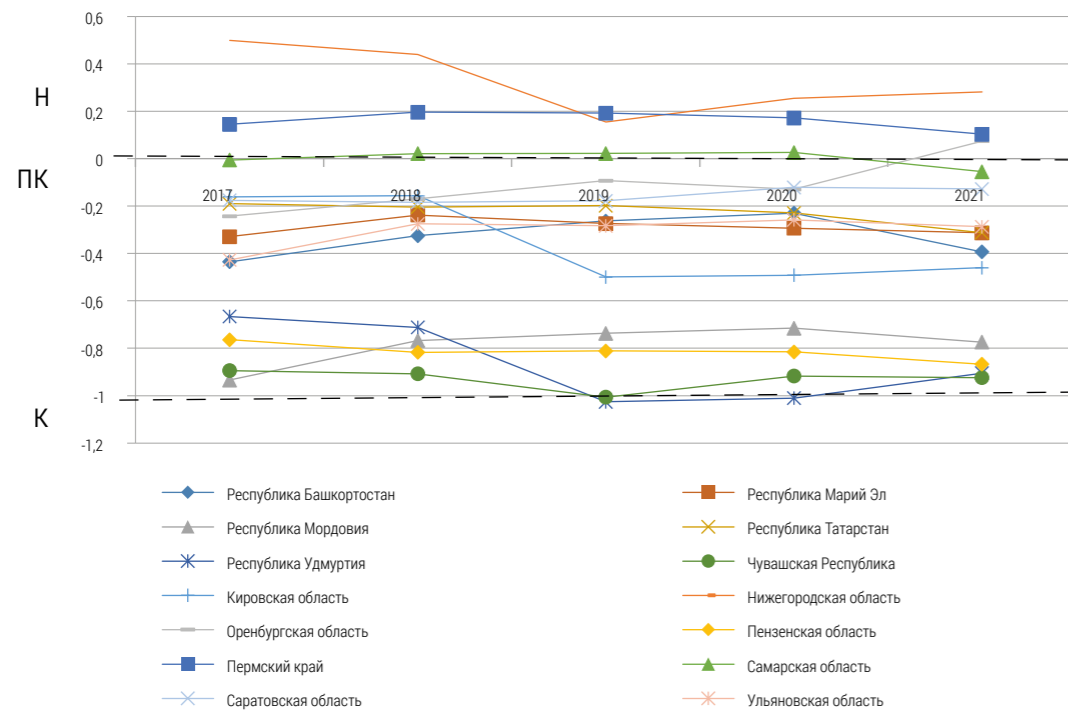


Рис. 4. Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности в регионах Приволжского федерального округа



Ульяновская ВЭС

Источник: «Фортум»

при интегральной оценке учитываются не только качественные, но и количественные оценки ситуации с обеспечением ЭБ по отдельным индикаторам. Применение этого подхода позволяет получать нормализованные значения индикаторов, которые в свою очередь корректно отражают результаты оценки состояния ЭБ регионов, а также более наглядно и детально показывают динамику изменения ситуации с обеспечением ЭБ, как по каждому отдельному индикатору, так и комплексно по субъектам.

Анализ показал, что в регионах Приволжского федерального округа, в большей степени не обладающих собственны-

ми источниками ТЭР, ситуация с долей газа в общем потреблении КППТ и с долей наиболее крупного генерирующего источника является кризисной. В целом следует отметить, что практически во всех регионах быстрыми темпами ухудшается ситуация со старением ОПФ энергетики, а следовательно, и с опасностью увеличения числа ЧС с топливо- и энергоснабжением потребителей по причинам выхода из строя того или иного оборудования.

Исследование выполнено при поддержке Российского научного фонда, грант № 23-29-00460.

Использованные источники

1. Сендеров С.М., Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Славин Г.Б., Воробьев С.В., Смирнова Е.М. Методика мониторинга состояния энергетической безопасности России на региональном уровне // Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – 146 с.
2. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др. Энергетическая безопасность России // Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998. – 302 с.
3. Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения // Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 198 с.
4. Сендеров С.М. Оценка уровня энергетической безопасности регионов России и основные принципы создания системы мониторинга энергетической безопасности // Безопасность объектов топливно-энергетического комплекса. 2012, №1(1). С. 125–130.
5. Сендеров С.М., Смирнова Е.М. Использование нормированных значений показателей для определения уровня энергетической безопасности на примере Центрального и Южного федеральных округов // Международная конференция им. Ю.Н. Руденко "Методологические проблемы исследования надежности крупных энергетических систем" (RSES 2022). Т. 384. № 01026. 2023.
6. Статистическая форма Росстата: сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и теплоэнергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов за 2017-2021 гг.
7. Статистическая форма Росстата: сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов за 2017-2021 гг.
8. Статистическая форма Росстата: технико-экономические показатели электростанций, районных котельных за 2017-2021 гг.
9. Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б. и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика. 2000, № 6. С. 31–39.
10. Свод правил СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» СНиП 23-01-99. Москва, 2020. – 150 с.

Риски использования газотранспортной системы для водородной энергетики

Risks of using the gas transportation system for hydrogen energy

Александр ИШКОВ

Заместитель начальника департамента – начальник управления ПАО «Газпром», профессор кафедры ЮНЕСКО «Зеленая химия для устойчивого развития» Российского химико-технологического университета им. Д. И. Менделеева, д. х. н.

Николай НЕСТЕРОВ

Начальник Управления ПАО «Газпром», ученый секретарь научно-технического совета ПАО «Газпром», к. т. н.

Константин РОМАНОВ

Начальник отдела ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром водород», ответственный секретарь координационного комитета ПАО «Газпром» по вопросам рационального природопользования, к. э. н.

Евгений КОЛОШКИН

Главный технолог ПАО «Газпром», ученый секретарь секции №19 научно-технического совета ПАО «Газпром»

Сергей НАСТИЧ

Главный научный сотрудник лаборатории исследований материалов Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции ООО «Газпром ВНИИГАЗ», д. т. н.

Владимир ЕГОРОВ

Начальник Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Вячеслав ЛОПАТКИН

Начальник лаборатории исследований материалов Корпоративного научно-технического центра развития трубной продукции ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы и риски использования существующей газотранспортной системы для транспортировки газообразного водорода. Приведены основные варианты логистики трубопроводной транспортировки водорода в больших объемах, включая переназначение магистральных газопроводов для водорода и подмешивание водорода в транспортируемый газ. Показаны различия в параметрах существующих промышленных водородопроводов и магистральных газопроводов. При трубопроводной транспортировке водорода имеются технические проблемы: водородное охрупчивание металла труб и оборудования, необходимость увеличения степени сжатия среды, повышенная вероятность утечек. Дан обзор стандартов на трубопроводы для транспортировки водорода, методов испытаний для оценки пригодности сталей водородной эксплуатации. Представлен пример деградации свойств металла труб класса прочности K60 с разным типом структуры стали под воздействием водорода и метановодородной смеси при высоком давлении.

Ключевые слова: водород, газотранспортная система, метановодородная смесь, водородное охрупчивание, трубная сталь, рабочее давление трубопровода.

Abstract. The problems and risks of using the existing gas transmission system for transporting hydrogen gas are considered. The main logistics options for pipeline transportation of hydrogen in large volumes are considered, including repurposing main gas pipelines for hydrogen and mixing hydrogen into the transported gas. The differences in the parameters of existing industrial hydrogen pipelines and main natural gas pipelines are shown. When transporting hydrogen through pipelines, there are technical problems: hydrogen embrittlement of the metal of pipes and equipment, the need to increase the degree of compression of the medium, and an increased likelihood of leaks. A review of standards for pipelines for hydrogen transportation and test methods for assessing the suitability of steels for hydrogen operation is given. An example of metal properties degradation of strength class K60 pipes with different types of steel structure under the influence of hydrogen and a methane-hydrogen mixture at high pressure is presented. *Keywords:* hydrogen, gas transportation system, methane-hydrogen mixture, hydrogen embrittlement, pipe steel, pipeline operating pressure.

Введение

Развитие водородной энергетики требует обеспечения надежной и безопасной транспортировки водорода в больших объемах на значительные расстояния. Одним из возможных вариантов является трубопроводная транспортировка газообразного водорода, на ее развитие прогнозируется основная доля инвестиций в инфраструктуре [2]. Экспертами рассматриваются вопросы развития трубопроводной транспортировки водорода как путем создания специализированных трубопроводов, так и переназначения существующих магистральных газопроводов (МГ), предназначенных для природного газа [4, 5, 6, 7]. В публикациях [8,9] проведена оценка аспектов транспортировки и использования метановодородных смесей (МВС), по существующей газотранспорт-

ной инфраструктуре (ГТС) для природного газа. Наряду с этим используются и другие способы транспортировки и хранения водорода в разном агрегатном состоянии [1]. В последнее время водород используется в основном в качестве сырья для химической и нефтехимической промышленности (производство аммиака и метанола).

Водород имеет ряд особенностей, обусловленных малым размером атома и молекулы: малую плотность, большую летучесть, высокую растворимость и диффузионную подвижность в металлах и пластиках. Энергетические характеристики водорода (теплотворная способность CV (QH) и число Воббе W) отличны от природного газа, поэтому изменяются режимы работы энергетического оборудования [8, 9]. Теплота сгорания водорода больше, чем у метана, но плотность практически на порядок меньше, поэтому для получения такого же



Резервуары для хранения газов Linde

Источник: linde-engineering.com

количества энергии в случае водорода должна обеспечиваться повышенная степень сжатия. При внедрении в конструкционные стали при относительно невысоких температурах (до 180–200°C) атомарный водород вызывает водородное охрупчивание (ВО) металла, в результате чего происходит деградация механических свойств, в особенности пластичности и сопротивляемости развитию трещины (трещиностойкости) [10, 11].

При развитии водородных проектов специфические физико-химические особенности водорода как транспортируемой среды оказывают существенное влияние на работоспособность, режим работы и на-

Затраты на создание линейной части трубопроводов для водорода в случае перепрофилирования существующих труб оцениваются ниже, чем строительство новых трубопроводов на 50–80 %

дежность трубопроводов и оборудования. Статья посвящена рассмотрению технических, логистических и экономических рисков трубопроводной транспортировки водорода с использованием элементов сложившейся инфраструктуры для природного газа.

Варианты транспортировки газообразного водорода по трубопроводам

В зависимости от расстояния изменяются параметры трубопроводной системы, главными из которых являются рабочее давление и диаметр трубы, что определяет пропускную способность. Эффективность транспортировки водорода на расстояние до 2–2,5 тыс. км обеспечивается при работе на 75% от проектной мощности: для трубопровода диаметром 508 мм (20") при пропускной способности на уровне примерно 100 тыс. т в год, а для трубопровода диаметром 1219 мм (48") – примерно 2000 тыс. т в год [4]. При увеличении рабочего давления и диаметра трубы значительно возрастают окружные напряжения в металле, поэтому для обеспечения надежности приходится увеличивать прочность стали или толщину стенки трубы.

Допустимое содержание водорода в транспортируемом природном газе в России не нормируется (ГОСТ 5542-2022), а в странах Европы ограничено 2% (2023 г., вместо 5% ранее), но «обычное» содержание водорода оценивается как 400–1,000 ppm (0,04–0,1% об.) [4].

Логистика трубопроводной транспортировки водорода в больших объемах основывается на трех основных подходах [2, 7, 8, 9, 12]. Возможные варианты для выбора варианта трубопроводной транспортировки водорода представлены в [2].

По первому варианту планируется строительство специализированных трубопроводов для водорода, подобных промышленным водородопроводам, но с более высокими эксплуатационными параметрами. В перспективе новые протяженные трубопроводы должны иметь диаметр 1219 мм (48") для высокой производительности [4], но при этом усиливается склонность металла труб к ВО.

Второй вариант состоит в переназначении существующих участков ГТС или отдельных МГ на транспортировку водорода. Узким местом этого подхода является не только склонность металла труб к ВО, а также изменение компрессоров и режима их работы. Предполагается, что существующие трубопроводы сохраняются кроме отдельных участков или труб (по результатам инспекции), но компрессоры в обязательном порядке заменяются. При переназначении требуется всесторонняя инспекция технического состояния системы. Однако при переназначении МГ на транспортировку водорода экономическая эффективность МГ улучшается при уменьшении производительности из-за снижения затрат на менее мощные компрессоры [5].

По третьему варианту, водород подмешивается к транспортируемому природному газу в небольшой концентрации (обычно рассматривается до 20%) в существующем или модернизированном МГ для получения МВС. В конечном пункте либо водород извлекается из газа (известно несколько технологий), либо МВС используется непосредственно в качестве топлива для энергетического оборудования [8, 9]. Этот вариант предлагают для использования водорода, производимого возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) посредством электролиза в периоды спада потребления электроэнергии. Даже

при малых концентрациях водорода в МВС может проявляться эффект ВО металла труб, требоваться корректировка режима работы компрессоров или их замена, смесь имеет пониженную энергоёмкость. Однако технологии экстракции водорода из МВС в больших объемах до сих пор не доступна (по данным Global Hydrogen Review 2023) [4]. Вместе с тем имеется опыт китайской компании CNPC транспортировки МВС с концентрацией водорода 24% по МГ длиной 397 км в течение 100 дней (апрель 2023 г.) [4].

Примером проекта глобальной системы водородных трубопроводов с использованием элементов существующей ГТС



Знак «Осторожно, водород»

Источник: [ehrlif / depositphotos.com](http://ehrlif.depositphotos.com)

является «Европейский водородный каркас» (European Hydrogen Backbone), по которому планируется к 2040 г. создание сети трубопроводов для водорода протяженностью около 53 тыс. км, из которых 60% составят переназначенные для водорода МГ, а 40% – новые специализированные водородопроводы [2, 6].

Стоимость реализации вариантов трубопроводной транспортировки водорода определяется большим количеством влияющих факторов. Затраты на создание линейной части трубопроводов (CAPEX) для водорода в случае перепрофилирования существующих газопроводов оцениваются ниже, по сравнению со строительством

специализированных трубопроводов на величину от 50 до 80% (для труб диаметром 1200 мм при давлении 8 МПа и 500 мм при давлении 5 МПа, соответственно) [5]. Схожие данные по снижению стоимости трубопроводов до 60% в случае переназначения для труб разных диаметров (от 500 до 1400 мм) получены в [7].

Проблема развития трубопроводной транспортировки водорода заключается в неопределенности рынков сбыта водорода в больших объемах [1]. Для вариантов с переназначением МГ и подмешиванием водорода проблемой является нахождение баланса между ограничением прибыли из-за уменьшения поставок энергии и увеличения затрат на техническую инспекцию с одной стороны, и значительными капитальными затратами на модернизацию или замену труб и обязательную замену компрессоров с другой стороны [9].

Технические проблемы и риски трубопроводной транспортировки водорода

Технические параметры МГ для природного газа, такие как рабочее давление, диаметр трубы и класс прочности стали существенно отличаются от таковых у промышленных водородопроводов.

Современные протяженные магистральные газопроводы для достижения баланса производительности и металлоемкости имеют высокое рабочее давление (7,4 МПа, 9,8 МПа, 11,8 МПа) и изготавливаются из труб большого диаметра (с номинальным наружным диаметром от 530 мм до 1420 мм) высоких классов прочности, главным образом, К60 и К65 (предел текучести ≥ 485 МПа и ≥ 555 МПа, предел прочности ≥ 590 МПа и ≥ 640 МПа, соответственно). Распределительные газопроводы изготовлены из стали низкой прочности и работают при пониженном давлении. Для подводных трубопроводов часто применяются трубы из пластика (полиэтилена (ПЭ), поливинилхлорида (ПВХ)).

В свою очередь, трубопроводы для транспортировки водорода в промышленных целях (нефтехимическая промышленность), создаются по иной концепции. Для предотвращения эффекта ВО металла труб рабочее давление составляет около 6,9 МПа (1000 psi), трубы имеют небольшой диаметр (как правило, около 300 мм



Проект возможного водородопровода
Источник: malpetr / depositphotos.com

[13]), что обеспечивает низкие окружные напряжения в металле, а материалом труб являются стали низких классов прочности Х42 и Х52 по API 5L, которые имеют низкую твердость и хорошую способность к релаксации напряжений. Водородопроводы эксплуатируются длительное время (с 1940-х гг.) без каких-либо существенных инцидентов и аварий, но их производительность (объемы транспортировки) недостаточна для энергетики [8].

При транспортировке водорода в чистом виде или в составе МВС по трубопроводам в целом, и по существующим МГ в особенности, имеется несколько основных технических проблем, которые обусловлены вышеуказанными особенностями водорода.

Трубы большого диаметра для МГ изготавливаются из низколегированных ферритных сталей (например, 10Г2ФБ, Х70), которые склонны к ВО при контакте с транспортируемым водородом при повышенном давлении. В результате ВО происходит снижение сопротивляемости металла развитию трещины и пластичности, увеличивается скорость роста усталостной трещины при циклических нагрузках [11]. Изменение свойств металла происходит с разной интенсивностью в зависимости от типа и особенностей структуры стали, давления перекачиваемой среды и уровня внешних и внутренних напряжений в металле. Склонность трубных сталей к ВО,

как правило, увеличивается с повышением их прочности, рабочего давления в трубопроводе, концентрации водорода в МВС. Заметное изменение свойств сталей под воздействием газообразного водорода происходит даже при малых концентрациях водорода в природном газе начиная с 2–5% об. [9, 14]. Металл труб МГ из стали Х70 (класса прочности К60) на рабочее давление 7,4–11,8 МПа считается более склонным к ВО по сравнению со сталью Х42 или Х52 для труб промышленных водородопроводов.

При транспортировке водорода или МВС значительно возрастает нагрузка на компрессоры, поскольку для передачи сопоставимого количества энергии при фиксированном рабочем давлении требуется повышенная степень сжатия транспортируемой среды (в случае чистого водорода – более, чем в три раза) [9, 12]. С увеличением концентрации водорода потребность в мощности компрессора возрастает. Часто ограничивающим фактором для режима центробежного компрессора является скорость ротора турбины. Для стандартных компрессоров скорость не выходит за критические пределы при концентрации водорода 10...20% [9].

Газотурбинный привод компрессора также весьма чувствителен к примеси водорода в газе. Нормальный режим сгорания для стандартных приводов при использовании МВС как топлива возможен

Проект перевозки водорода в автоцистернах
Источник: Scharfsinn / depositphotos.com



Технологии выделения водорода из метановодородных смесей до сих пор не доступны. Есть опыт CNPC по транспортировке смеси с концентрацией водорода 24% по «трубе» длиной 397 км

в узких пределах изменения числа Воббе: для немодифицированных турбин – 2–5%, для модифицированных – 10% и более [9]. Конвертированные газотурбинные двигатели, предназначенные для использования в качестве топлива МВС и водорода, должны иметь измененные топливные трубопроводы, системы дозирования, регулирования и топливные форсунки [15].

Вследствие высокой летучести водорода вероятны утечки водорода через различные соединения труб и элементов оборудования КС. Проницаемость водорода через сталь мала, поэтому основная часть утечек в стальном трубопроводе будет происходить через фланцевые и резьбовые соединения. В свою очередь, в распределительных и подводных трубопроводах, изготовленных из пластика (ПЭ, ПВХ), утечка водорода будет происходить непосредственно через стенку трубы из-за достаточно высокой проницаемости пластика для молекулярного водорода (в 4–5 раз больше, чем у метана), но общая потеря водорода с экономической точки зрения считается незначительной [8, 9]. Кроме того, имеются определенные сложности с одорированием водорода и МВС, что может затруднять идентификацию утечек [8].

Риски безопасности, возникающие из-за более широкого диапазона условий воспламенения водорода по сравнению с метаном, возрастают, при этом они больше в случае распределительных сетей из-за повышенной возможности накопления газа при утечке по сравнению с МГ [8, 9].

Технологические риски при трубопроводной транспортировке водорода (опасность быстрого развития усталостных дефектов, изменение режима работы компрессоров и возникновение утечек в соединениях) приводят к необходимости

увеличения объема и частоты контроля технического состояния, изменения в сторону усложнения программы управления целостностью системы трубопроводов (IMP – Integrity Management Program). Увеличение затрат на эксплуатацию МГ при его переназначении на транспортировку МВС из-за изменения программы управления целостностью оценивается на уровне 10% [8].

Стандарты на трубопроводы для транспортировки водорода

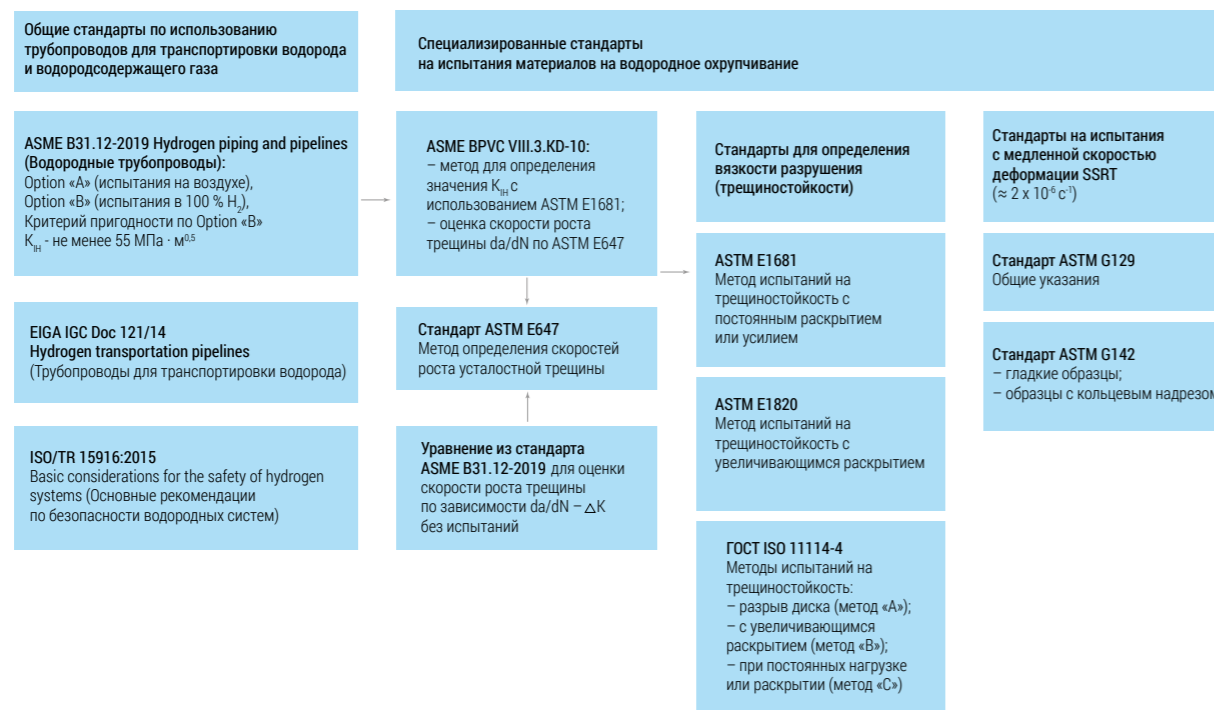
Требования по использованию трубопроводов для транспортировки водорода и водородсодержащего газа представлены в общих (базовых) стандартах ASME B31.12–2019, а также документах IGC Doc 121/14 и ISO/TR 15916:2015, которые дают указания по проектированию, обеспечению безопасности, выбору материала, эксплуатации и ремонту и т. п. В базовых стандартах даются указания по принципам и методам оценки склонности металла труб к ВО с использованием специальных методов испытаний (рис. 1).

Стандарт ASME B31.12–2019 прямо указывает, что основным требованием

для металла является сопротивляемость развитию трещины. Проектирование водородных трубопроводов может проводиться по двум вариантам: с использованием нормативным свойств металла труб (“А”), когда не требуется испытаний в водороде, или с использованием фактических свойств металла труб в водороде при давлении не ниже рабочего (“В”). Критерием пригодности труб для метода “В” является получение для всех зон трубы (основного металла, сварного шва и зоны термического влияния (ЗТВ) порогового коэффициента интенсивности напряжений для водородного растрескивания K_{IH} не менее 55 МПа·м^{0,5}. Стандартом допускается использование труб категории прочности Х70. В свою очередь, документы IGC Doc 121/14 и ISO/TR 15916:2015 основываются на производственных практиках и ограничивают прочность металла труб категорией прочности Х52, дают общие указания по оценке сопротивляемости металла ВО.

Условия испытаний влияют на допустимое рабочее давление, которое в пределах до 20 МПа определяется по формуле из стандарта ASME B31.12–2019. При использовании подхода “В” благодаря более высоким коэффициентам, отражающим параметры и условия работы трубопровода, работоспособности материала (H_f) ра-

Рис. 1. Система стандартов для оценки пригодности материалов к водородной эксплуатации



Параметры расчета	Параметры трубы					
	X52 Ø300x8 мм		K52 Ø530x12 мм		K60 Ø1420x21,6 мм	
Метод проектирования	A	B	A	B	A	B
Предел текучести по спецификации, МПа	290		355		485	
Предел прочности по спецификации, МПа	415		510		590	
Коэффициент продольных соединений E	1	1	1	1	1	1
Проектный коэффициент (по расположению от сооружений) F	0,5	0,72	0,5	0,72	0,5	0,72
Коэффициент работоспособности материала H_f	1	1	0,874	1	0,694	1
Коэффициент снижения по температуре T	1	1	1	1	1	1
Рабочее (проектное) давление P, МПа	7,73	11,14	7,02	11,57	5,12	10,62

Таблица 1. Рабочее давление для трубопроводов при использовании методов проектирования “А” и “В” по ASME B31.12–2019

бочее давление оказывается существенно выше (в $\approx 1,5$ –2 раза), чем при по варианту “А”, но для этого посредством испытаний в водороде должна быть получена необходимая сопротивляемость развитию трещины. Основное значение при этом имеет коэффициент работоспособности материала H_f , поскольку он значительно понижается с увеличением прочности металла (по специфицированным значениям) и проектного давления в трубопроводе. Пример расчета рабочего давления по этой методике представлен в таблице 1 для разных труб: категории прочности Х42 (Ø300 x 8 мм) как характерного типа трубы для водородопроводов, класса прочности К52 (Ø530 x 12 мм) на давление 5,4 МПа для региональных МГ, класса прочности К60 (Ø1420 x 1420 мм) для протяженных МГ на рабочее давление до 9,8 МПа.

Дегградация свойств металла под воздействием водорода

Применительно к транспортировке и хранению водорода важно, что в молекулярной форме он не может проникать в металлы, но в атомарном виде водород при определенных условиях может внедряться, перемещаться и накапливаться в металлах. Диффузионная подвижность атомарного водорода значительно выше в ферритных сталях с кристаллической решеткой ОЦК (объемно-центрированная), по сравнению с аустенитными сталями с ГЦК решеткой (гранецентрированная), но растворимость водорода, наоборот, существенно выше в случае аустенитных сталей. Наводороживание стали из газовой фазы становится возможным при наличии концентраторов напряжений и не-

совершенств (микродефектов) на поверхности металла, повышенного уровня внутренних и внешних напряжений в металле труб. Суть взаимодействия водорода с внутренним строением стали состоит в накоплении водорода в междоузлиях кристаллической решетки и в ловушках водорода, которыми выступают элементы микроструктуры (границы зерен, дислокации, частицы карбидов и т. п.), перемещении водорода (посредством диффузии и взаимодействия с дислокационной структурой стали) и его концентрации в зонах повышенной интенсивности напряжений у кончика растущей трещины, облегчении развития трещины. Охрупчивание низколегированных трубных сталей описывается несколькими механизмами, часто действующим совместно: из-за снижения межатомных связей и облегчения декогезии атомарных слоев (“HEDE”), повышения подвижности дислокаций в микрообъемах (“HELP”), увеличения концентрации водородно-стимулированных вакансий (“HESIV”) [11]. Также для описания эффекта ВО известны и другие механизмы. Транспортируемый по трубам водородсодержа-

Водородопроводы эксплуатируются с 1940-х гг. без каких-либо существенных инцидентов и аварий, но их производительность (объемы транспортировки) недостаточна для энергетики

ций газ или водород является осушенным, поэтому при взаимодействии водорода с металлом коррозионные и электрохимические процессы не происходят.

В результате ВО снижаются, главным образом, показатели пластичности и трещиностойкости, в меньшей мере и прочностные свойства металла, а скорость роста трещины возрастает на порядок [9, 10, 11]. Механические свойства металла труб МГ классов прочности от К50 до К80 (Х52 – Х100) в результате насыщения водородом из газовой фазы при давлении до 10–12 МПа по результатам анализа современных источников [14] изменяются следующим образом: показатели пластичности



Сталелитейный цех
Источник: lmdesert / depositphotos.com

(относительные сужение ψ и удлинение δ) и сопротивляемости развитию трещины (K_{Ic}) снижаются на величину до 50%, скорость роста трещины (da/dN) увеличивается в 10–30 раз, а прочностные свойства (предел текучести σ_y , предел прочности σ_b) изменяются мало.

Испытания для оценки эффекта ВО проводятся со статическим или медленным нагружением для диффузионного перераспределения водорода к местам концентрации напряжений, которые могут стать очагом разрушения. Наилучшим вариантом испытаний является совмещение процессов газозащитного наводороживания и медленного нагружения.

Трещиностойкость (вязкость разрушения) металла труб по указаниям «базового» водородного стандарта ASME B31.12–2019 для метода «В» определяется по значению K_{Ic} посредством испытаний по методу с постоянным раскрытием (с использованием образцов с нагружением болтом) или по методу с постоянной нагрузкой. Эти способы испытаний основаны на определении способности материала тормозить трещину, в отличие от подобных испытаний по механике разрушения, когда определяется сопротивляемость развитию трещины. Значение K_{Ic} получают исходя из создаваемой в образце концентрации напряжений $K_{Ic,App}$. Обычно при квалификационных испытаниях величина K_{Ic} не является предельно достижимой для сочетания материала и среды, либо для этого требуется весьма большой объем испытаний. Для пластичных материалов, к которым относятся углеродистые трубные стали, значительная пластическая деформация в очаге разрушения приводит к более высокому сопротивлению разрушению по сравнению с испытаниями по механике разрушения. В свою очередь, метод с увеличивающимся раскрытием на основе механики разрушения (ASTM E1820, ГОСТ ISO 11114-4-2017 метод В) позволяет получать значение K_{Ic} , которое можно корректно сравнивать со значением K_{Ic} для нейтральной среды, но этот метод не указан в «базовом» водородном стандарте.

Показатели прочности и пластичности стали в водороде определяются при испытаниях на растяжение с медленной скоростью деформирования ($\approx 2 \cdot 10^{-6} \text{ с}^{-1}$) по методу SSRT (Slow Strain Rate Test) в среде водорода или MBC в соответствии со стандартами ASTM G129 и ASTM G142. Суть метода состоит в определении изменения показателей пластичности и прочности материала под воздействием водорода при медленной деформации относительно базовых свойств материала в нейтральной среде. Влияние водорода на металл обычно оценивается по коэффициентам изменения свойств, которые представляют собой отношение значения в водородсодержащей среде к значению в нейтральной среде (азот). Низкое значение коэффициента показывает большое снижение свойства, и металл является склонным к ВО. Однако, несмотря на большое количество работ с испытаниями металла

При транспортировке водорода изменяются режимы работы компрессоров и их приводов. Степень сжатия водородсодержащего газа должна быть повышена из-за низкой объемной плотности энергии H_2

труб по методу SSRT, а также указания стандартов IGC Doc 121/14 и ISO/TR 15916:2015 об использовании метода SSRT для оценки склонности металла труб к ВО, утвержденного критерия для определения хорошей сопротивляемости металла ВО при этих испытаниях к настоящему времени нет. В качестве критерия приемлемого снижения свойств может рассматриваться их сохранение на уровне 80% от исходных.

Скорость роста усталостной трещины da/dN определяют при испытаниях по стандарту ASTM E 647, но для низкоуглеродистых трубных сталей и давления не более 20 МПа оценка da/dN может быть получена вместо испытаний по модели из ASME B31.12–2019, которая разработана на основе комплексных исследований [16].

Структурное состояние стали существенным образом влияет на интенсивность ВО металла труб и оборудования. В зависимости от количества в структуре стали ловушек водорода и их типа (обрати-

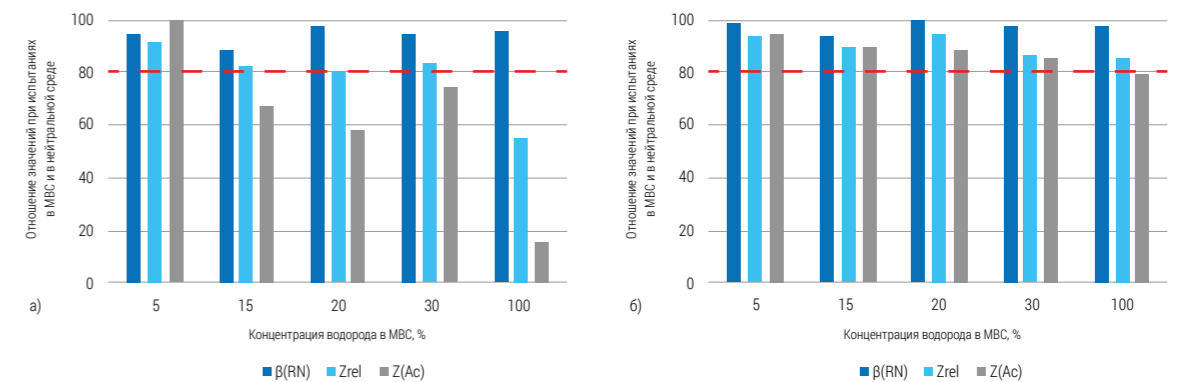
мые, необратимые, промежуточные) различается концентрация водорода у кончика растущей трещины. При этом разрушение стали значительно облегчается при наличии в ее структуре твердых и хрупких структурных составляющих (мартенсит, бейнит), в том числе на границах раздела фаз (прослойки цементита).

Результаты многочисленных исследований склонности трубных сталей к ВО свидетельствуют о том, что металл труб одного класса прочности может иметь различное изменение свойств в зависимости от типа и особенностей структуры. Структура трубной стали определяется ее химическим составом и технологией прокатки. У конструкционных сталей структура формируется в результате термической обработки.

Влияние водорода на механические свойства металла труб класса прочности К60 с номинальным наружным диаметром 1420 мм оценено для двух вариантов труб, которые различались по химическому составу стали и микроструктуре. Труба «А» изготовлена в 1980-х гг. из стали с полоччатой ферритно-перлитной структурой, а для современной трубы «Б» использована сталь с дисперсной ферритно-бейнитной структурой.

При испытаниях на растяжение по методу SSRT (с использованием цилиндрических образцов с надрезом) получено (рис. 2), что с повышением концентрации водорода в MBC прочность OM труб практически не меняется (снижение не превышает 5–10%), а показатели пластичности OM труб (относительное сужение

Рис. 2. Коэффициенты изменения прочности (β) и пластичности (ψ , A_c) металла труб класса прочности К60 в водородсодержащей среде



а – труба «А», б – труба «Б»; $\beta(R_N)$, Z_{rel} , $Z(A_c)$ – коэффициенты изменения предела прочности образца с надрезом, относительного сужения ψ , перемещения захвата A_c , соответственно

Параметр	Труба «А»		Труба «Б»		Критерий пригодности
	30 / 10	100 / 10	30 / 10		
Концентрация водорода в МВС, % / давление, МПа	30 / 10	100 / 10	30 / 10		Не превышает 0,25 мм
Подрастание усталостной трещины, мм	ОМ – 0 ... 0,21; МШ – 0,21 ... 0,23; ЗТВ – 0,09 ... 0,21	ОМ – 0,12 ... 0,25; МШ – 0,17 ... 0,73; ЗТВ – 0,11 ... 0,19	ОМ – 0 ... 0,2; МШ – 0 ... 0,23; ЗТВ – 0 ... 0,22		
Величина K_{IH} , МПа·м ^{0,5}	ОМ, МШ, ЗТВ – 58	ОМ, ЗТВ – 58; МШ – рост трещины >0,25 мм	ОМ, МШ, ЗТВ – 58–59		$K_{IH} \geq 55$ МПа·м ^{0,5} (ASME B31.12–2019 для метода "B")

Примечание: ОМ – основной металл трубы, МШ – металл сварного шва, ЗТВ – зона термического влияния

Таблица 2. Трещиностойкость металла труб класса прочности К60 в водородсодержащей среде (при $K_{Iapp} \approx 120$ МПа·м^{0,5})

φ, перемещение захвата машины в зоне сосредоточенной деформации A_d) имеют тенденцию к снижению, и это происходит по-разному для металла труб «А» и «Б» с разной структурой и составом стали.

При концентрации водорода в МВС на уровне 5% пластичность металла снижается мало (коэффициенты Z_{rel} и $Z_{Ac} \approx 92–95\%$), но с увеличением концентрации водорода пластические свойства ОМ трубы «А» уменьшаются значительно (в 100% ГВ – $Z_{rel} \approx 55\%$, $Z_{Ac} \approx 20\%$), а в случае трубы «Б» их снижение существенно меньше ($Z_{rel} \approx 85\%$ и $Z_{Ac} \approx 90\%$). Для металла сварного шва (надрез на образцах – по центру шва) закономерности аналогичны таковым для ОМ труб, но пластичность снижается меньше, при этом исходный уровень пластических свойств у металла шва существенно ниже, чем у ОМ трубы.

Результаты испытаний на трещиностойкость (с использованием образцов с нагружением болтом) показывают (та-

блица 2), что в МВС с концентрацией водорода 30% при давлении 10 МПа металл обеих труб может иметь подрастание трещины не более порогового значения 0,25 мм и требуемую величину $K_{IH} \geq 55$ МПа·м^{0,5}. В среде чистого 100% водорода выявлена малая сопротивляемость развитию трещины для металла продольного сварного шва трубы «А». В ходе испытаний при одинаковом уровне нагружения в серии образцов отмечена нестабильность значений подрастания трещины.

По результатам испытаний на сопротивляемость ВО металла труб класса прочности К60 можно заключить, что в водородсодержащей среде при давлении 10 МПа с повышением концентрации водорода от 5% до 100% имеется тенденция к снижению пластичности и сопротивляемости развитию усталостной трещины, и этот эффект проявляется с разной интенсивностью в зависимости от структуры металла.

Заключение

В рамках развития водородной энергетики рассматриваются способы использования ГТС, имеющей большую протяженность и производительность, для трубопроводной транспортировки водорода в больших объемах: переназначение МГ или подмешивания водорода в транспортируемый газ. Однако технические параметры МГ для природного газа, такие как рабочее давление, диаметр трубы и класс прочности стали существенно отличаются от таковых у промышленных водородопроводов. Металл труб МГ имеет повышенную прочность и твердость, при высоком давлении он подвергается значительно более высоким окружным напряжениям, что способствует ВО стали и деградации ее свойств.

При воздействии газообразного водорода на металл труб высоких классов прочности (К60, Х70, или близких) и технологического оборудования вследствие ВО прогнозируется деградация свойств сталей (главным образом – снижение сопротивляемости развитию трещины и пластичности). Эффект проявляется даже при малом парциальном давлении водорода (несколько %) и значительно усиливается с ростом давления и концентрации. На примере стандартных труб класса прочности К60 диаметром 1420 мм показано, что охрупчивание происходит с разной интенсивностью в зависимости от структуры металла. В результате снижается надежность и долговечность газотранспортной системы.

Предписанный (в «базовом» стандарте ASME B31.12–2019) способ оценки трещиностойкости (по методу с постоянным раскры-

тием) нацелен на квалификацию продукции, отличается от подходов механики разрушения и не вполне подходит для трубных сталей с высокой пластичностью. Испытания на медленное растяжение SSRT позволяют ранжировать металл по склонности к ВО при большой разнице в определяемых значениях, но не имеют однозначного критерия для оценки сопротивляемости металла ВО.

При транспортировке водорода изменяются режимы работы компрессоров и их приводов. Степень сжатия водородсодержащего газа должна быть повышена из-за низкой объемной плотности энергии водорода, поэтому необходима замена или глубокая модернизация компрессоров. Для работы газотурбинных приводов компрессоров на оптимальных режимах требуется модернизация системы питания из-за отличий водорода как топлива по энергетическим характеристикам от природного газа. Повышенная вероятность утечек водорода через стыковые соединения влияет на безопасность.

Помимо технических также имеются проблемы логистики и экономики, которые вызваны: слабым развитием рынка потребления водорода вне сектора его промышленной переработки, неопределенностью выбора варианта трубопроводной транспортировки водорода (специализированные трубопроводы, переназначение МГ, подмешивание водорода в транспортируемый природный газ), сложностью интегрирования таких сетей в существующие ГТС. Результатом этих эффектов может являться низкая загрузка мощностей или их перевод в категорию не задействованных активов.

Использованные источники

1. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию: аналит. обзор Июнь 2019 / Центр энергетики Московской школы управления Сколково. – Московская школа управления Сколково, 2019. – 63 с. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Rus.pdf
2. Крутько А.А., Скоков Д.А., Колошкин Е.А., Афонина А.И., Мазилев В.А. Трубопроводная логистика водорода в разрезе технологий, регулирования и контрактной практики. Часть 1. //Газовая промышленность. 2022. №12 (842). С. 64–70.
3. Крутько А.А., Скоков Д.А., Колошкин Е.А., Афонина А.И., Мазилев В.А. Трубопроводная логистика водорода в разрезе технологий, регулирования и контрактной практики. Часть 2. //Газовая промышленность. 2023. №1 (843). С. 70–76.
4. Global hydrogen review 2023 // IEA: офиц. сайт. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> (дата обращения: 29.01.2024).
5. Global hydrogen review 2022 // IEA: офиц. сайт. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022> (дата обращения: 29.01.2024).
6. van Rossum R., Jens J., La Guardia G., et al. European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries. April 2022 // European Hydrogen Backbone: офиц. сайт. 36 P. – URL: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> (дата обращения: 25.01.2024).
7. Cerniauskas S., Chavez Junco A.J., Grube T. et al. Options of Natural Gas Pipeline Reassignment for Hydrogen: Cost Assessment for a Germany Case Study // International Journal of Hydrogen Energy. 2020. V. 45, Issue 21, 17. P. 12095–12107.
8. Melaina M.W., Antonia O., Penev M. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues // Technical Report NREL/TP-5600-51995 / National Renewable Energy Laboratory. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, March 2013. NREL, 2013. – 132 p. – URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf> (дата обращения 31.01.2024).
9. Topolski K., Reznicek E.P., Erdener B.C. et al. Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology // Technical Report NREL/TP-5400-81704 (October 2022) / National Renewable Energy Laboratory. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. NREL, 2022. – 70 p. – URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf> (дата обращения 31.01.2024).
10. Колачев Б.А. Водородная хрупкость металлов. – М.: Металлургия, 1985. – 216 с.
11. Li X., Ma X., Zhang J. et al. Review of hydrogen embrittlement in metals: hydrogen diffusion, hydrogen characterization, hydrogen embrittlement mechanism and prevention // Acta Metallurgica Sinica (English Letters). 2020. № 33. P. 759–773.
12. Hoppmann-Baum K., Hennings F., Zittel J., Gotzes U., Spreckelsen E.-M., Spreckelsen K., Koch T. From Natural Gas towards Hydrogen – A Feasibility Study on Current Transport Network Infrastructure and its Technical Control / ZIB-Report (Print) ISSN 1438-0064. ZIB-Report (Internet) ISSN 2192-7782. Zuse Institute Berlin (Germany), 2020. – 68 p.
13. Алексеева О.К., Козлов С.И., Фатеев В.Н. Транспортировка водорода // Транспорт на альтернативном топливе. 2011. № 3 (21). С. 18–24.
14. Насич С.Ю., Лопаткин В.А. Влияние газообразного водорода на механические свойства металла труб магистральных газопроводов // Металлург. 2022. № 6. С. 17–27.
15. Бакланов А.В. Возможность использования метано-водородного топлива в конвертированных газотурбинных двигателях для энергетических установок // Сибирский аэрокосмический журнал. 2021. Том 22, № 1. С. 82–93.
16. Slifka A. J., Drexler E. S., Amaro R L. et al. Fatigue measurement of pipeline steels for the application of transporting gaseous hydrogen // ASME Journal of Pressure Vessel Technology. 2018. №140 (1). P. 011407-1 – 011407-12.

Энергетический переход: перспективы использования биомассы

Energy transition: development prospects

Виталий БУШУЕВ
Главный научный сотрудник, д. т. н.,
профессор, Объединенный институт
высоких температур Российской
академии наук (ОИВТ РАН)
E-mail: vital@guies.ru

Vitalii BUSHYEV
Doctor of Technical Sciences,
JIHT RAS
E-mail: vital@guies.ru

Виктор ЗАЙЧЕНКО
Заведующий лабораторией, д. т. н.,
профессор, Объединенный институт
высоких температур Российской
академии наук (ОИВТ РАН)
E-mail: zaitch@oivtran.ru

Victor ZAICHENKO
Doctor of Technical Sciences,
Head of the Laboratory, JIHT RAS
E-mail: zaitch@oivtran.ru

Адольф ЧЕРНЯВСКИЙ
Главный специалист по экономике
и возобновляемым источникам энергии,
к. т. н., ОАО «Ростовтеплоэлектропроект»
(филиал ОАО «ЭНЕКС», г. Ростов-на-Дону)
E-mail: 1936@mail.ru

Adolf CHERNYAVSKY
Candidate of Technical Sciences,
Chief Specialist in Economics and Renewable
Energy Sources, «Rostovteploelectroproekt»,
JSC (branch of «ENEX», JSC, Rostov-on-Don city)
E-mail: 1936@mail.ru

Александр ШЕВЧЕНКО
Инженер, к. т. н., Объединенный институт
высоких температур РАН (ОИВТ РАН)
e-mail: shev@jiht.ru

Alexander SHEVCHENKO
JIHT RAS, Moscow, Russia, Engineer,
Candidate of Technical Sciences
e-mail: shev@jiht.ru

Аннотация. В статье рассмотрены перспективы развития энергоперехода в России с применением новых технологий энергетического использования биомассы, включая отходы различных видов, разрабатываемых в Объединенном институте высоких температур РАН: получение высококалорийного синтез-газа, который можно использовать в качестве топлива для газопоршневых и газотурбинных установок; утилизация попутных нефтяных газов (ПНГ) и отходов древесины с получением ценного пироуглерода и водорода; энергоэффективная технология торрефикации – получение качественного твердого биотоплива для распределенного энергоснабжения.

Ключевые слова: энергопереход, безуглеродная энергетика, ВИЭ, биотопливо, технологии конверсии биомассы, синтез-газ, пироуглерод, торрефикация.

Abstract. The article examines the prospects for the development of the energy transition in Russia using new technologies for the energy use of biomass, including waste of various types, developed at the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences: obtaining high-calorie synthesis gas, which can be used as fuel for gas piston and gas turbine units; utilization of associated petroleum gases (APG) and wood waste to produce valuable pyrocarbon and hydrogen; energy-efficient torrefaction technology – producing high-quality solid biofuel for distributed energy supply.

Keywords: energy transition, carbon-free energy, renewable energy sources, biofuels, biomass conversion technologies, synthesis gas, pyrocarbon, torrefaction.



Министр нефти и минеральных ресурсов Саудовской Аравии, шейх Ахмед Заки Ямани: «Каменный век закончился не потому, что кончились камни, и нефтяной век закончится не потому, что кончится нефть»

Сейчас есть две основные линии в планировании развития энергетики мира. Одна – традиционная, заключается в определении времени, на которое хватит имеющихся запасов традиционных ископаемых топлив, либо эти ресурсы перестанут соответствовать эффективности их применения. Обычно ресурсообеспечен-

ность с учетом современного уровня добычи и использования ТЭР оценивается по углю – более 300 лет; ядерному топливу – 60 лет; газу – 50 лет; нефти – 30 лет. Другими словами, нефть и газ в 70-х гг. нынешнего века должны быть исчерпаны [1, 2]. Впрочем, тезис о возможности дефицита ресурсов многими экспертами считается устаревшим и оспаривается в пользу возможного профицита углеводородного сырья. Считается необходимым учитывать возможность поддержания физических объемов запасов углеводородов за счет новых месторождений в Арктике, Африке и других пока не значимых на энергетической карте мира районов, а также повышение коэффициента использования нефти на «старых» месторождениях. Но общая тенденция снижения спроса и добычи нефти, газа и других углеводородов сохранится в силу естественного перехода энергетики на новые, более эффективные виды энергии и, следовательно, новые ресурсы. Причем эффективность этих энергоресурсов не обязательно будет иметь экономический характер, она предполагает более гибкие возможности для инвестиций, адаптацию под неопределенное развитие потребительского спроса. Эти ресурсы будут более экологичными и наукоемкими, ориентированными на использование цифровых систем для их добычи.

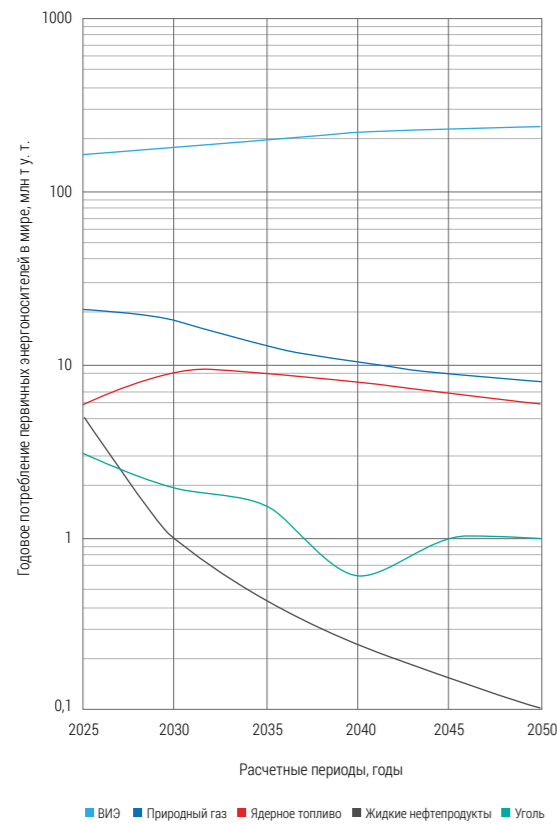


Рис. 1. Прогноз конечного потребления первичных энергоносителей в энергетическом секторе мира в период 2025–2050 гг.

Вторая линия развития энергетики связана с соглашением, принятым Парижской конференцией ООН по климату [3], которое ставит целью ограничить рост глобальной температуры на планете в пределах 2°C к 2050 г. Этого планируется достичь, используя к 2050 г. не более 10% от уже имеющихся на сегодня резервов [4, 5]. В рамках обозначенных ограничений, примерно 80% запасов угля, 50% – природного газа и 30% – нефти должны будут остаться вообще неиспользованными. В этих условиях нужно финансировать не разведку и освоение новых месторождений, а исследования, направленные на создание новых методов получения энергии без использования природных углеводородных топлив.

Стремительное развитие в мире возобновляемых источников энергии (ВИЭ) под предлогом необходимого снижения выбросов CO₂ при сжигании топлива приводит к снижению потребления ископаемых энергоносителей. В соответствии с прогнозами Международного энергетического агент-

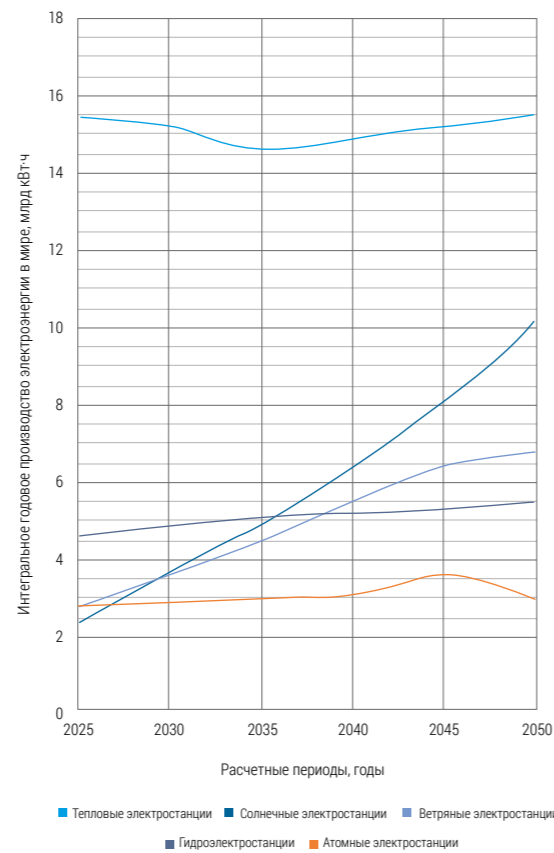


Рис. 2. Прогноз интегральных показателей производства электроэнергии в мире в период 2025–2050 гг.

ства – EIA [3] конечное потребление ископаемых энергоносителей к середине XXI столетия существенно снизится наряду со взрывным ростом объемов использования ВИЭ [6] (рис. 1). Энергопотребление в мире к 2050 г. в целом возрастет, но его структура сильно изменится (рис. 2). Действительно, экологический фактор является существенным для перспективного развития «зеленой» энергетики и «зеленой» экономики. Но надо помнить, что экономика без экологии – это дорога в бездну, но и экология без экономики – это также путь в никуда.

Под влиянием стремительно распространяющейся на Западе «зеленой религии» активно наращивается политический, информационный и инновационно-технологический мост для энергетического перехода мирового рынка от традиционных углеводородов на ВИЭ.

В соответствии с этими прогнозами к 2035 г. практически может прекратиться потребление ископаемых нефтепродуктов и угля. Потребление природного газа,

как самого экологически чистого топлива, останется на достаточно высоком уровне до 2050 г., но объемы его использования снизятся в 1,5 раза. Несколько снизится потребление ядерного топлива. Но на самом высоком уровне останется потребление ВИЭ – на порядок выше потребления всех видов ископаемых топлив.

Наибольший рост объемов производства энергии в мире (рис. 2) за рассматриваемый период 2025–2050 гг. прогнозируется на солнечных электростанциях (СЭС) – в 4,5 раза и на ветроэлектрических станциях (ВЭС) – в 2,4 раза. На атомных электростанциях (АЭС) существенные изменения объемов производства электроэнергии не планируются. Однако, в связи с ростом объемов производства во всех остальных категориях генерации, относительная доля выработки электроэнергии на АЭС в общемировом энергобалансе снизится с 9,9 до 7,4% [6].

В экономически развитых странах в настоящее время опережающими темпами реализуются новые технологии получения энергии, в первую очередь на базе использования ВИЭ. Еще в 2016 г. Deutsche Bank заявил, что все штаты в США преодолели сетевой паритет по солнечной энергии, когда ее стоимость стала равна традиционной.

Установка СЭС

Источник: yuz.uz



Опыт использования новых источников энергии не следует игнорировать. Но с учетом российской специфики следует ориентироваться на особый путь развития возобновляемой энергетики в России

На традиционных тепловых электростанциях (ТЭС) к 2035 г. ожидается снижение производства электроэнергии в связи с отказом от использования ископаемых топлив согласно ратифицированному практически всеми странами мира Парижскому соглашению 2015 г. [3]. После 2035 г. прогнозируется снова рост выработки электроэнергии на ТЭС, но уже с использованием на этих электростанциях других видов топлива: водорода, синтетических газов, получаемых конверсией биомассы, твердых и жидких топлив из биомассы, преимущественно из ее отходов. Одновременно, для ис-



ВЭС в Ростовской области
Источник: «Фортум»

пользования водорода, синтетических газов и жидких синтетических топлив на ТЭС, делается ставка на применение рассредоточенных систем электрогенерации [7, 8].

Для России поспешность энергетического перехода (отказ от углеводородного сырья – нашего главного природного капитала, и массовое распространение ВИЭ в районах с отсутствием эффективных потенциалов солнца и ветра) – сомнительна, как и реальная опасность глобального потепления в северо-восточных районах страны. Это предмет отдельного рассмотрения в новой Энергетической стратегии. Тем не менее, опыт использования новых источников энергии не следует игнорировать. Но с учетом российской специфики следует ориентироваться на особый путь развития ВИЭ в России.

Главным фактором применения новых технологий в России является не слепое копирование западного технологического опыта, а учет особенностей территориального размещения как ресурсов, так и распределенной массы потребителей. Для России перспективным является ориентация на геотерриториальный путь развития энергетики [20], когда **основой для локальных территорий является эффективное использование собственных ресурсов** с высокой добавленной стоимостью. В СССР был богатый практический опыт создания ТПК на базе местных ресурсов (как углеводородных, так и гидроресурсов): КАТЭК, Волжские и Енисейские ГЭС и др. В новых условиях преимущественного развития малой энергетики в системах производства и потребления необходимо эффективно использовать этот опыт геотерриториального развития на примере СФО и ДФО с их малой энергетической плотностью нагрузки и генерации. Во многих районах этот опыт может оказаться эффективным при использовании таких богатых и пока неиспользуемых ресурсов как биомасса. Но если использование биомассы из отходов животноводства оказалось пока неэффективным в силу высокой химической агрессии, то **использование отходов (а точнее вторичных биоресурсов) лесопереработки, деревообработки и, особенно, продукции сельскохозяйственного производства может стать не только источником нового биологически чистого вида биомассы, но и средством утилизации этих отходов в новом биоэнергетическом цикле природоподобных технологий.**

Для России СЭС и ВЭС не могут решить всех задач эффективного использования ВИЭ для развития централизованной и местной энергетики.

Для оценки перспектив использования ВИЭ в нашей стране воспользуемся данными по сравнительному анализу технико-экономических параметров различных типов энергоустановок. Проведенные в ОИВТ РАН исследования показывают [7, 8, 20], что существующие проекты сооружения больших, системообразующих электростанций на ядерном, угольном и газовом топливах оказываются неэффективными, а их реконструкция вообще приводит к убыточности дальнейшей эксплуатации электростанции. Чтобы обеспечить приемлемые значения основных критериев эффективности инвестиций в сооружение или

реконструкцию этих станций, приходится заключать с энергосистемами специальные договора о поставке мощности (ДПМ) по повышенным ценам. Только при этих особых условиях сроки окупаемости инвестиций снижаются до 15 лет.

ДПМ обеспечивают рентабельность сооружаемой или реконструируемой электростанции за счет бюджетных дотаций. Государство (бюджет) доплачивает производителю за гарантированную поставку мощности по тарифам в 2–2,5 раза выше рыночных для того, чтобы окупить затраты на реконструкцию действующих, либо сооружение новых электростанций в срок хотя бы 15–18 лет, т. е. не более половины расчетного периода эксплуатации нового оборудования (обычно для крупных электростанций – это 30–40 лет). В противном случае – без ДПМ срок окупаемости атомных и газовых электростанций составляет около 50 лет, угольных – до 40 лет [20]. Другими словами, эксплуатация данных объектов является убыточной.

Бюджетное дотирование используется не только для производства электроэнергии. Огромное количество отопительных котельных в нашей стране также существуют только при условии бюджетных доплат. **Энергетика теперь в РФ не создает бюджетные отчисления, как другие производящие отрасли, а является дотируемой из бюджета** наряду с образованием, культурой, медициной, обороной и т. п. Если одна из определяющих отраслей производства требует бюджетных дотаций, это может иметь самые отрицательные последствия для экономики нашего государства. Необходимо принятие незамедлительных мер для исправления данной ситуации. Но это может быть сделано только на базе разработки новых инновационных технических решений, которые должны быть использованы в энергетике нашей страны. При этом, учитывая традиции отечественной науки, это должны быть технические решения, которые обеспечат нам возможность занять главенствующие позиции в определенных секторах мирового рынка энергетических технологий.

В настоящее время происходит некоторая переоценка ценностей. Еще недавно считалось, что все основные задачи энергетического обеспечения могут быть решены с использованием централизованных систем энергоснабжения. Сегодня, применительно к условиям нашей стра-

ны, создание распределенных энергетических систем оказывается более выгодным с экономической точки зрения по сравнению с системами централизованного энергоснабжения [7–9]. Причиной этого является большая разница в тарифах, по которым энергорынок платит за энергию генерирующим компаниям, и тарифам, по которым производится отпуск электроэнергии потребителям. Так, эквивалентный одноставочный тариф для платы за электроэнергию станциям лежит в диапазоне 1,5–2 руб./кВт·ч, а для реализации потребителям – в диапазоне 6–10 руб./кВт·ч. Поэтому предприятия, в себестоимости продукции которых затраты на электроэ-



Добыча торфа в России
Источник: lesprominform.ru

нергию составляют значительную величину, стремятся использовать собственные источники электроэнергии. Получаемая при этом электроэнергия с себестоимостью 1–3 руб./кВт·ч достаточно быстро окупает все затраты на создание собственных автономных электростанций. Сроки окупаемости инвестиций в автономные энергоисточники оказываются ниже, а доходность выше, чем при сооружении традиционных электростанций большой мощности. Удельные капитальные вложения в создание автономных энергоисточников имеют, как правило, аналогичные или даже меньшие значения.

Необходимым условием перехода к новой системе энергетического обеспечения,

которая должна быть экономически оправданной, является разработка технологий глубокой переработки всей гаммы природных и вторичных энергоресурсов.

Областью, в которой мы можем рассчитывать на приоритетные позиции, является биоэнергетика. **Биоэнергетика может являться приоритетным направлением развития распределенной и возобновляемой энергетики для нашей страны**, поскольку на территории РФ сосредоточено около 1/4 имеющихся в мире ресурсов древесины и около 45% мировых запасов торфа. По существующим оценкам только ежегодный прирост торфа в нашей стране оценивается в 260–280 млн т, но лишь 1,1–1,2% от этого количества добывается и используется. Ресурсы торфа в России превышают суммарные запасы нефти и газа и уступают только запасам каменного угля. Имеющиеся в огромных количествах повсеместно отходы биомассы в лесопереработке, в деревообработке, в сельхозпереработке, в пищевой промышленности, в жилищно-коммунальном хозяйстве, а также отходы жизнедеятельности в животноводстве и птицеводстве, отходы очистных сооружений позволяют эффективно решать вопросы создания новых энергетических биотехнологий, когда **роль биомассы, как нетрадиционного возобновляемого источника энергии, становится определяющей** [7, 8]. **Принципиально важным является создание таких технологий, которые не просто увеличивают масштаб и вид новых энергоресурсов на основе биомассы, но и способствуют не их утилизации за счет сжигания, а вовлечение в новый энергетический цикл с выходом на конечный потребительский продукт энергетического, энергохимического и промышленно-бытового назначения.**

Биоэнергетика может стать приоритетным направлением развития энергетики, поскольку в России сосредоточено около 1/4 мировых ресурсов древесины и около 45% мировых запасов торфа



Производство биотоплива
Источник: vladvitek / Depositphotos.com

Высокая эффективность биомассы как ВИЭ, может быть обеспечена использованием новых отечественных разработок и изобретений, созданных в Объединенном институте высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН). Из наиболее эффективных разработок можно рекомендовать к широкому использованию следующие.

1. Двухстадийная термическая конверсия биомассы (ДТКБ) в синтез-газ

Получение синтез-газа в промышленных масштабах по технологии ДТКБ предлагается реализовать с использованием схемы с двумя последовательно включенными реакторами – пиролиза и крекинга [8, 12].

Сегодня по технологии ДТКБ возможно организовать крупномасштабное производство синтез-газа на базе существующего серийного технологического оборудования с некоторой его доработкой. А использование синтез-газа в качестве топлива на биоэлектростанциях (БиоТЭС и БиоТЭЦ) дает возможность когенерационного получения дешевой электрической и тепловой энергии. Это, в свою очередь, позволяет обеспечить прибыльность самих энергетических установок на биомассе и размеры отчислений от их эксплуатационных прибылей в бюджеты всех рангов.



Производство биотоплива
Источник: informaconnect.com

Высокоэффективной сферой применения рассматриваемых технологий является их использование различными предприятиями и организациями для обеспечения собственного энергопотребления [8].

Экономически эффективной областью применения рассматриваемых систем с ВИЭ, в т. ч. с ТЭС на биомассе, является также замещение дизельных электростанций (ДЭС) в удаленных изолированных районах [13]. Мощность и годовая выработка электроэнергии автономными энергоузлами на базе ДЭС на удаленных территориях оценивается в объемах [20] 1733,3 МВт и 7,85 млрд кВт·ч соответственно.

Продажа электроэнергии потребителям производится по утвержденным тарифам. Все превышения этого тарифа из-за высокой себестоимости электроэнергии на ДЭС, дотируются из бюджетов всех рангов – государственного, территориального и местного. Общая сумма дотаций для содержания ДЭС на удаленных территориях составляет, по ориентировочной оценке, 500 млрд руб./год [20].

Замещение рассматриваемых ДЭС на системы с использованием ВИЭ является решением проблемы исключения планируемых бюджетных дотаций на эксплуатацию этих ДЭС. Использование ВИЭ позволит не только исключить бюджетные дотации, но даже обеспечить возможность пополнять бюджеты всех рангов.

Расчетные суммарные инвестиции в замену всех ДЭС на удаленных территориях России составят не более 200 млн руб. [20]. Если использовать объемы инвестиций из бюджетов по 50–60 млрд руб./год, то период полной замены рассматриваемых ДЭС в РФ составит 3–4 года. При этом будет получен более чем двукратный бюджетный доход.

2. Использование синтез-газа в системах накопления электрической энергии

Прогнозируемое использование больших объемов ВИЭ в энергетике потребует решения задач создания эффективных и недорогих систем накопления электроэнергии (СНЭ) большой емкости. Получающие широкое распространение системы водородного аккумулирования позволяют хорошо решать техническую сторону этой проблемы. Однако, финансово-коммерческая эффективность этих систем является неудовлетворительной из-за высокой стоимости водорода. Высокая стоимость водорода определяется существующими основными способами его производства из ископаемых углеводородных топлив [16].

Само использование ископаемых топлив противоречит основной концепции энергоперехода к использованию ВИЭ [6], решениям Парижского соглашения 2015 г. [3], а также практическому исчерпанию их легко добываемых запасов в недалеком будущем.

Получаемый по технологии ДТКБ синтез-газ предлагается в качестве альтернативы водороду в устройствах СНЭ. Синтез-газ, помимо всех присущих ему полезных свойств, также имеет, в противовес водороду, следующие существенные преимущества:

- значительно более низкая себестоимость;
- большая удельная теплотворная способность на единицу объема;
- обеспечение, за счет полного исключения детонационных явлений в газовых двигателях, более надежной работы и увеличение срока службы газопоршневых установок.

В соответствии с этим применение синтез-газа позволяет создавать весьма эффективные СНЭ принципиально любой требуемой емкости.

3. Новая технология получения пироуглерода

Пиролитический углерод (сокращенно «пироуглерод») – это углерод-углеродный материал с высокой плотностью упаковки атомов углерода. Наиболее востребованная область его применения – использование в качестве раскислителя при производстве высоколегированных сталей взамен применяемого для этих целей металлургического кокса, получаемого из дорогих коксующихся углей.

Суть предложенной технологии производства пироуглерода заключается в получении из биомассы древесного угля (биоугля) и заполнения его пор углеводородом, входящим в состав попутных нефтяных газов (ПНГ) или природного газа малорентабельных (низкодебитных и/или низконапорных) газовых месторождений [18–20]. Новая технология позволяет одновременно с пироуглеродом получать водород. При этом высокая отпускная цена пироуглерода окупает значительную часть стоимости получаемого водорода.

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ значительная часть ПНГ, не находящая эффективного применения, сжигается в факелах. По оценкам 2022 г. объем сжигаемого ПНГ составляет ежегодно до 20 млрд м³ [24]. В факелах газ сгорает не полностью, и в атмосферу выделяется метан, который является гораздо более активным парниковым газом, чем CO₂. Поэтому рациональное исполь-

Количество пироуглерода, которое может быть получено из сжигаемого ПНГ, составляет 15 млн т/год. Это позволяет покрыть все внутренние нужды и экспортные потребности в этом сырье

зование ПНГ не только в экономическом, но и в экологическом аспектах становится важной народно-хозяйственной задачей.

В соответствии с результатами исследований [15, 18] установлено, что количество пироуглерода, которое может быть получено из сжигаемых объемов ПНГ, составляет 15 млн т/год. Это позволяет покрыть и все внутренние нужды, и все экспортные потребности в пироуглероде [14, 15].

Количество водорода, которое можно получить попутно при производстве пироуглерода на базе ПНГ, составляет, по данным проведенных оценок, 3,57 млн т/год или, в объемном исчислении – 40 млрд нм³/год [20]. Из этого водорода можно получить электроэнергию в количестве 71,8 млрд кВт·ч/год. При этом общая мощность всех энергоустановок, вырабатывающих электроэнергию за счет попутного водорода, может составить 15,9 ГВт [20].



Печь для сжигания пеллет

Источник: m.tzb-info.cz / Fotolia.com

Такая мощность водородных электростанций составит долю общей мощности (247,6 ГВт [17]) всех электростанций ЕЭС: $15,9 / 247,6 = 0,064 \approx 6,4\%$. Мощность электростанций на водороде с учетом дополнительного использования малорентабельных месторождений природного газа может составить 10–12%. А такая доля мощности, как показано в работах [7, 8], позволяет уже обеспечить надежное резервирование вырабатываемой электроэнергии даже в случае полной замены на ВИЭ всех ТЭС и АЭС.

Получаемое за счет использования ПНГ количество водорода – 3,57 млн т/год – позволяет решить все планируемые в РФ задачи водородной энергетики, включая возможные поставки водорода на экспорт [6, 16].

Отметим также высокую финансово-коммерческую эффективность самого энергокомплекса по производству пироуглерода с получением попутного дешевого водорода. В качестве примера рассмотрим основные параметры энергокомплекса производительностью 1 т/ч пироуглерода, предназначенного для замены каменноугольного кокса в производстве высококачественных сталей (см. таблицу 1).

Приведенные в таблице 1 данные свидетельствуют о сверхвысокой эффек-

тивности сооружения рассматриваемого энергокомплекса.

Если смотреть с точки зрения общегосударственного бюджетного баланса, то, при количестве сооружаемых подобных энергокомплексов порядка 1000 и более может быть обеспечен доход на уровне планируемого дефицита госбюджета на ближайшие годы [19]. А поскольку спрос на пироуглерод и водород в различных областях экономики Российской Федерации весьма велик, создание рассматриваемых энергокомплексов представляется привлекательным для инвесторов с различными возможностями.

Поскольку внутренние цены на металлургический кокс в РФ лежат в диапазоне 15–30 тыс. руб./т (167–333 долл. за тонну), то при отпускной цене 10 тыс. руб./т пироуглерода, замещающего кокс, имеются удовлетворительные условия для такого замещения: себестоимость получаемого пироуглерода составляет 2,43 тыс. руб./т (27 долл./т) – в 4 раза ниже его отпускной цены (см. таблицу 1). При необходимости организации более выгодных конкурентных условий, отпускная цена на пироуглерод может быть снижена до 6–8 тыс. руб./т, конечно, с некоторой потерей значений критериев финансово-коммерческой эффективности инвестиций.

Таблица 1. Основные параметры энергокомплекса производительностью 1 т/ч пироуглерода для металлургического производства

Наименование параметров	Единица измерения	Значение
Время использования установленной мощности энергокомплекса	ч/год	7500
Производительность энергокомплекса:		
- по пироуглероду	тыс. т/год	7,5
- по водороду	т/год	375
Отпускные цены (расчетный курс долл. США на III кв. 2023 г. – 90 руб./US долл.):		
- на пироуглерод	тыс. руб./т (US долл./т)	10 (111,1)
- на водород	тыс. руб./т (US долл./т)	200 (2222)
Себестоимость производства:		
- пироуглерода	тыс. руб./т (US долл./т)	2,43 (27)
- водорода	тыс. руб./т (US долл./т)	45,17 (502)
Сметная стоимость энергокомплекса	млн руб.	156,6
Простой срок окупаемости затрат – PP	лет	2,1
Дисконтированный срок окупаемости – PBP	лет	2,5
Внутренняя норма рентабельности – IRR	%	48
Чистый суммарный дисконтированный доход бюджетов всех рангов – NPV	млн руб.	481,2

Страна	Цена бензина, долл. за 1000 л	Цена природного газа, долл. за 1000 м ³
Франция	1752	1155
Великобритания	1725	1086
Германия	1722	1078
Люксембург	1495	1020
Литва	1422	993
Босния и Герцеговина	1220	753
Белоруссия	624	112
Россия	459	97

Таблица 2. Цены в некоторых европейских странах на бензин и природный газ

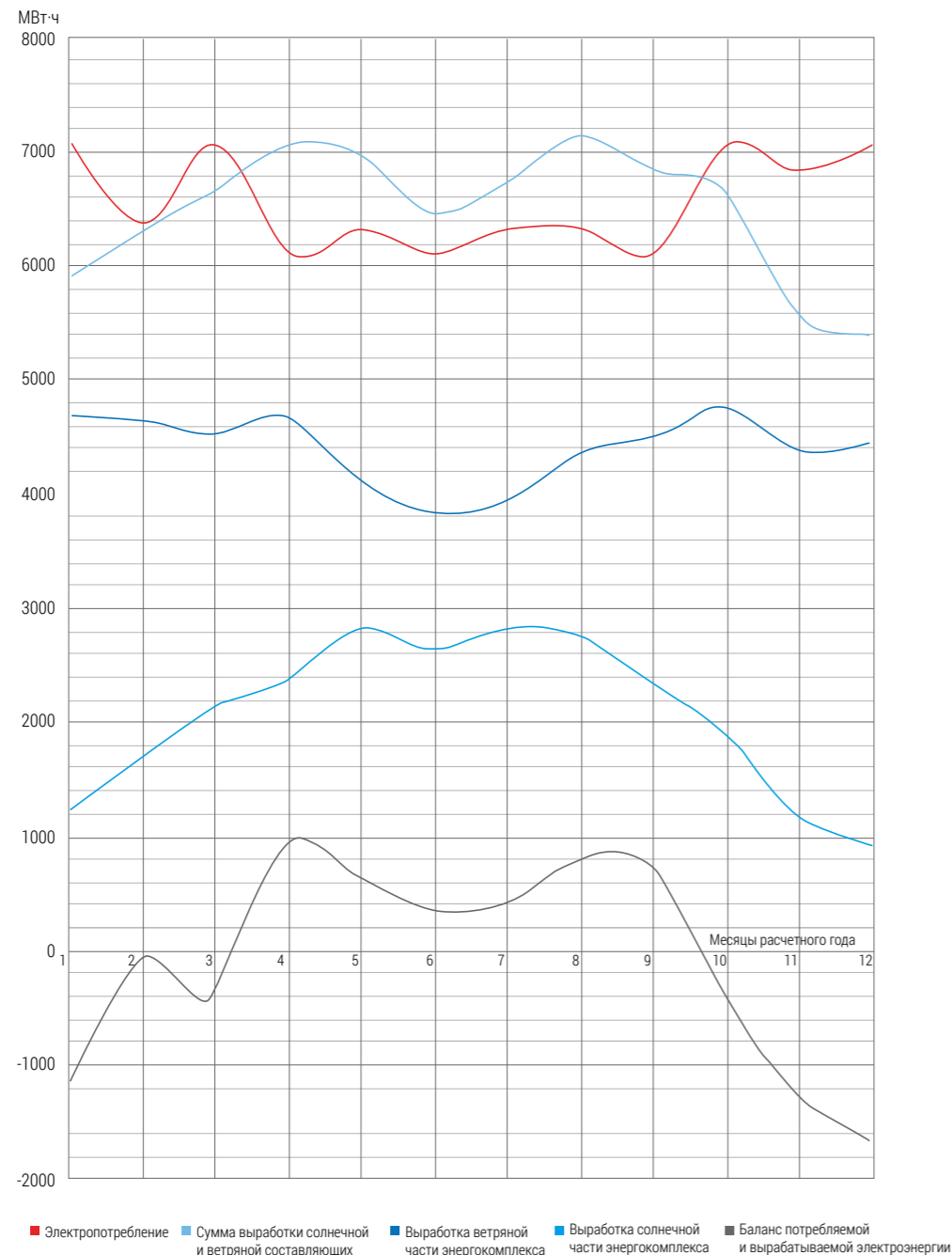


Рис. 3. Графические зависимости, поясняющие работу энергокомплекса ШДВ

При организации поставок пироуглерода на экспорт можно рассчитывать даже на получение сверхприбылей, поскольку цены на органические виды топлива за рубежом – в странах ЕС, в Японии, в Китае гораздо выше российских (см. таблицу 2) [19, 20].

В странах ЕС сегодняшние цены на пироуглерод с содержанием чистого углерода не менее 99% лежат в диапазоне 600–1000 долл./т, в Китае – 400–800 долл./т [28]. Поскольку себестоимость производства пироуглерода в РФ составит 2,43 тыс. руб./т (27 долл./т), то отпускные цены можно применять на порядок выше. Но при расчете экспортных цен необходимо учитывать транспортные и заготовительно-складские расходы, которые могут составлять в сумме до 150 долл./т продукта [23].

Возможна также продажа за границу нашей технологии производства пироуглерода и водорода. Эффективность инвестиций в сооружение энергокомплекса по такой технологии будет определяться выбором площадки строительства и экономическим окружением проекта. Но, в любом случае, эффективность ожидается положительная со сроками возврата затрат не более 7–10 лет.

4. Использование оптимальных сочетаний ВИЭ при создании новых систем энергоснабжения

Возможность оптимизировать сочетания различных ВИЭ позволяет уменьшить потребности в резервных мощностях системы гарантированного энергоснабжения потребителей и минимизировать требуемую емкость устройств аккумулирования электрической энергии [19]. В качестве примера рассмотрим разработанное совместно с институтом «Ростовтеплоэлектропроект» (Ростов-на-Дону) технико-коммерческое предложение по созданию системы энергоснабжения крупных насосных станций Шахтинско-Донского водовода (ШДВ) в Усть-Донецком районе Ростовской области с использованием ВИЭ. Для энергоснабжения ШДВ предложено использование солнечно-ветряной электростанции с аккумулированием на синтез-газе. Солнечная часть энергокомплекса установлена мощностью 15,6 МВт включает фотоэлектрические модули суммарной площа-

дью 120 тыс. м². Ветроэлектрическая часть суммарной установленной мощностью 15,8 МВт содержит 5 ветроагрегатов мощностью по 3,15 МВт. Балансирующие мощности в объеме 2,6 МВт предусматривают использование ТЭС на отходах биомассы (БиоТЭС). Малое значение резервных мощностей – всего 7,6% от установленной мощности энергокомплекса – обеспечено соответствующим выбором солнечной, ветряной и балансирующей биоэнергетической составляющих, взаимно дополняющих друг друга, как показано на рис. 3.

Предложенный энергокомплекс обеспечивает достаточно высокую эффективность: срок окупаемости кап. вложений со-

Биогазовая станция Лучки, Россия
Источник: mirbelogorya.ru

ставляет 4,6 года, дисконтированный срок возврата инвестиций – 7,5 лет, внутренняя норма доходности – около 18%. В рассматриваемом примере в составе энергокомплекса используют солнечную электростанцию (СЭС), ветроэлектрическую станцию (ВЭС) и электростанцию на биомассе (БиоТЭС) – сочетание СЭС+ВЭС+БиоТЭС. В зависимости от наличия определенных потенциалов ВИЭ на конкретных территориях, могут быть использованы и другие сочетания электростанций на базе ВИЭ: СЭС+МиниГЭС+БиоТЭС, ВЭС+МиниГЭС+БиоТЭС, СЭС+ГеоТЭС (геотермальная электростанция), ВЭС+ГеоТЭС, СЭС+ВЭС+ГеоТЭС, СЭС+ВЭС+ПЭС (приливная электростанция) и др.



Топливные гранулы – пеллеты

Источник: is-belkomin.ru

5. Улучшение свойств твердого топлива из биомассы на основе торрефикации

Торрефикация – низкотемпературный пиролиз биомассы, позволяющей придать ей свойства устойчивости к воздействию окружающей среды – повышенной влажности воздуха, осадков. При этом также происходит повышение теплотворной способности биомассы на 25–35% и ее насыпного веса, улучшающее свойства биотоплива, условия транспортировки и хранения. По своим характеристикам торрефицированное биотопливо приближается к свойствам каменного угля, а по некоторым параметрам, например зольности, превосходит ископаемое топливо. Торрефикат можно сжигать вместе с углем или даже заменить последний [30, 31].

Известные зарубежные разработки технологии торрефикации биомассы отличаются повышенным энергопотреблением, приводящим к убыточности использования торрефиката на биоэнергостановках.

Технология торрефикации ОИВТ РАН, отличающаяся использованием управляемого экзотермического эффекта, позво-

ляет увеличить энергетическую эффективность процесса в 5–6 раз [32]. При этом обеспечивается и достаточно высокая финансово-коммерческая эффективность производства торрефицированного биотоплива.

Сегодня в Российской Федерации рынок твердого топлива из биомассы (древесные и торфяные пеллеты, брикеты, гранулы и т. п.) развит слабо. Основная масса производимого твердого биотоплива отправляется на экспорт. До 2022 г. основным направлением экспорта были страны ЕС и Турция [33]. С 2022 г. в связи с западными санкциями основной экспорт перенаправлен в Южную Корею [34].

Технология торрефикации ОИВТ РАН, отличающаяся использованием управляемого экзотермического эффекта, позволяет увеличить энергетическую эффективность процесса более, чем в 5-6 раз

Общий годовой объем пеллет, производимых в России в период с 2017 по 2021 гг., возрос с 1,3 млн т до 2,4 млн т [35]. В 2022 г. объем производства пеллет снизился до 2,1 млн т. Из них более 90% – экспортные поставки. Цены пеллет на внутреннем энергорынке России за этот период выросли с 5,1 тыс. руб./т (57 долл. /т) до 8,1 тыс. руб./т (90 долл. /т). Экспортные цены на пеллеты в 2020–2023 гг. составили 10,5–14,5 тыс. руб./т. Себестоимость производства торрефицированных пеллет по оценке ОИВТ РАН лежит в диапазоне 3–4 тыс. руб./т.

Поставка торрефицированных пеллет ни на внутренних, ни на международных рынках не осуществляется. Введение стадии торрефикации по новой экономической технологии приведет к увеличению стоимости пеллет на 20–30%, но с избытком окупится улучшением свойств пеллет и увеличением их отпускной стоимости не менее чем на 25–35%.

В соответствии с изложенным организация торрефикации пеллет при их реализации как на российском, так и на международных рынках даст значительный экономический эффект в десятки миллиардов рублей в год.

В России сегодня отмечается отставание темпов роста систем с использовани-

ем ВИЭ от их внедрения в мире. Но дело даже не в количественных параметрах развития ВИЭ, а в учете особенностей их применения в России наряду с другими природными ресурсами. Биоресурсы являются достойным конкурентом угля в энергетике в силу их более высокой экологической эффективности. Поэтому нужна четкая государственная научно-техническая программа (ГНТП) с определением зон размещения, видов и очередности внедрения всей гаммы природных и воспроизводимых энергоресурсов на территориях РФ, сроков исполнения и источников финансирования. Такая ГНТП должна быть увязана с общими планами развития экономики и энергетики на всех территориях и возможностями отрасли энергомашиностроения по освоению новых видов продукции для развития ВИЭ.

В ГНТП также должны быть определены и утверждены планы по замене экспортимых сейчас первичных энергоносителей – ископаемых углеводородов (уголь, нефть, газ) на более квалифицированную и более прибыльную энергетическую продукцию на основе разрабатываемых передовых национальных проектов. И энергетика в целом должна стать в Российской Федерации одним из основных источников

Переработка остатков древесины

Источник: tritonstroy.ru



пополнения государственного бюджета, как это имело место в СССР.

Выводы

В соответствии с изложенным можно сделать следующие основные выводы:

1. В Российской Федерации имеются возможности к середине XXI столетия успешно **реализовать энергопереход к преимущественному использованию собственных природных и воспроизводимых энергоресурсов** с учетом основных концепций, предложенных в настоящей работе.

2. На первой стадии внедрения ВИЭ наиболее эффективным станет создание энергогенерирующих мощностей для обеспечения собственных нужд предприятий, а также для замещения действующих дизельных электростанций в территориально удаленных районах, не имеющих централизованного энергоснабжения.

3. Целесообразно подготовить и утвердить государственную научно-техническую программу проведения энергоперехода в Российской Федерации. Научным руководителем разработки этой программы может быть Объединенный институт высоких температур РАН, а в качестве ответственных разработчиков целесообразно при-



Торрефицированные пеллеты
Источник: vrlux.fi

влечь территориальные институты «Энергосетьпроект», владеющие информацией по существующему размещению энергогенерирующих объектов и перспективам их сооружения и реконструкции на плановый период до 2035 г. и прогнозируемый период до 2050 г., а также местные квалифи-

цированные организации перспективного планирования и управления в области энергетики и экономики.

4. Следует отметить **значительный народно-хозяйственный эффект, который может дать рациональное использование биопродукции и отходов биомассы с применением инновационных технических решений**, предложенных ОИВТ РАН. Практическая реализация предлагаемых инновационных технологий может дать не только значимый экономический эффект, но и **существенно** расширить гамму используемых в энергетике продуктов, которые могут найти **применение как в стране, так и при экспорте переработанной биомассы**. Это могут быть синтез-газ и создаваемые на его основе БиТЭС или вырабатываемая ими энергия, пироуглерод и получаемый попутно с ним водород, торрефицированное твердое топливо из биомассы, включая торф, установив комбинированной выработки энергии с ВИЭ, оснащенные системами резервирования и накопителями энергии на биомассе, а также жидкие биотоплива (биобензин, биометанол, биоэтанол и т. п.), получаемые из синтез-газа.

Возможность использования не самой биомассы, а практически бесплатных и по-

Возможность использования не самой биомассы, а практически бесплатных и распространенных в РФ ее отходов определяет высокую конкурентоспособность рассматриваемых модификаций продуктов

всемерно распространенных в РФ ее отходов, утилизация которых является сама по себе важнейшей народнохозяйственной задачей, определяет высокую конкурентоспособность рассматриваемых модификаций продуктов и технологий их получения, а также высокие значения присущих им критериев финансово-коммерческой эффективности и возможностей значительного пополнения бюджетов всех рангов в РФ взамен продажи за рубеж ископаемых топлив (уголь, нефть, природный газ), увеличения ВВП и национального дохода страны, существенного реального роста национальной экономики России в целом.

Использованные источники

- URL: https://www.nnm.me/blogs/assa82/era_nefti_zakanchivaetsya
- URL: <https://www.biofile.ru/geo/14098.html>
- Парижское соглашение [Электронный ресурс] // Режим доступа: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf
- Парижское соглашение требует оставить под землей до 90% угля / Nature - UCL // Gazeta Juzhnij Federalny, 09.09.2021.
- To reach our climate goals we'll need to stop building these // Nature, 2021, DOI: 10.1038/s41586-021-03821-8v.
- Мировая энергетика 2020 – 2050 гг. – International Energy Outlook. – 2021 IEO.
- Батенин В.М., Зайченко В.М., Леонтьев А.И., Чернявский А.А. Концепция развития распределенной энергетики в России // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2017, № 1. С. 3–18.
- Зайченко В.М., Чернявский А.А. Создание систем гарантированного энергообеспечения с использованием комбинированных источников энергии // Энергетическая политика. 2020, № 10 (152). С. 90–103.
- Директор Л.Б., Зайченко В.М., Исьёмин А.А., Чернявский А.А., Шевченко А.Л. Сравнение эффективности реакторов низкотемпературного пиролиза биомассы // Теплоэнергетика. 2020, № 5. С. 1–10.
- Зайченко В.М., Штеренберг В.Я. Торрефикация древесных пеллет: новые решения // Теплоэнергетика 2017. №10. С. 33–42. URL: <https://doi.org/10.1134/S0040363617100113>
- Директор Л.Б., Синельщиков В.А. Сравнительный анализ энергетической эффективности технологий торрефикации // Промышленная энергетика. 2018. № 9. С. 45–50.
- Лавренов В.А. Двухстадийная пиролизическая конверсия различных видов биомассы в синтез-газ / В. А. Лавренов [и др.] // Теплофизика высоких температур. 2016. Т. 54. № 6. С. 950–956.
- Фортон В.Е., Попель О.С. Энергетика в современном мире. – Долгопрудный: Изд. дом «Интеллект». 2011. – 168 с.
- Производство водорода из природных топлив // Общая энергетика: водород в энергетике. М.: СтудМи. 2019. URL: <https://studme.org>.
- Зайченко В.М., Исьёмин Р.Л., Чернявский А.А., Циглаков А.И. Развитие водородной энергетики в России. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2021. – 71 с.
- Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 г. и на плановый период 2024 и 2025 гг. // М.: Минэкономразвития России / Росстат – ФТС России, 2022.
- Отчет о функционировании ЭЭС России в 2022 г. М.: АО «СО ЭЭС», 2023. URL: <https://www.so-ups.ru>
- Зайченко В.М., Чернявский А.А., Шевченко А.Л. Возможно-
- сти биоэнергетического перехода в России // Энергетическая политика. 2021, № 11 (165). С. 16–29.
- Зайченко В.М., Чернявский А.А. Автономные системы. М.: Издательский дом «Недра». 2015. – 285 с.
- Бушув В., Васильев Р., Зайченко В., Чернявский А. Новые российские разработки для оптимизации энергоперехода // Энергетическая политика. 2023, № 4 (182). С. 26–47.
- Директор Л.Б., Майков И.Л., Зайченко В.М., Кудрявцев М.А., Сокол Г.Ф., Шехтер Ю.В. Моделирование процессов термического разложения природного газа. Препринт № 2-452. Москва. 2001. – 60 с.
- R.G Popov, E.E. Shpilrain, V.M. Zaichenko. Natural gas pyrolysis in regenerative gas heater, Part II:) 335–339. Natural gas pyrolysis «in the free volume» of regenerative gas heater, Int. J. Hydrogen Energy 24 (1999).
- Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации // Постановление Правительства РФ от 05.08.2021 г. № 2162-р.
- В России все больше газа сжигают в факелах / РИА Рейтинг. Макроэкономика и отрасли // Ежеквартальный бюллетень «Нефтегазовый комплекс». 23.08.2022.
- Director L. B., Maikov, I. L. Zaichenko V. M. A Theoretical Study of Heterogeneous Methane Reaction Processes // Proceedings of the Twelfth International Heat Transfer Conference, Grenoble, France, 2002, pp. 929–934.
- URL: <https://autotraveler.ru/spravka/benzine-in-europe.html>
- URL: <https://svspb.net/novosti/stoimosti-gaza>
- Каталог «Made-in-China». 2023. URL: <http://www.en.wikipedia.org/made-in-china>
- Виклайн. 2022. URL: http://www.virline.ru/транспортные_услуги
- Bergman, P.C.A., Boersma, A.R., Zwart, R.W.R., Kiel, J.H.A. Torrefaction for biomass co-firing in existing coal-fired power stations / ECN Report. ECN-C-05-013. 2005. – 71 p.
- Любов В.К., Ивуть А.Е. Совместное сжигание каменного угля с биотопливом // Вестник Череповецкого государственного университета. 2016. № 5 (74). С. 16–20.
- Shevchenko A.L., Sytchev G.A., Zaichenko V.M. Energy efficient technology for torrefied biofuel production // В сборнике: 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020. 2020. С. 9271198.
- Рынок пеллет в России (ежемесячный ценовой обзор) / Финансы&Рынки, март 2023. URL: <https://www.news.myseldon.com/whatwood.ru>
- Бутырина Е. Южная Корея вместо Европы стала крупнейшим покупателем российского биотоплива / ФедералПресс, авг. 2023.
- Российский рынок топливных гранул (пеллет) в 2017-2023 гг. / ЛПК Сибири – авг. 2023. URL: <https://www.lpk-sibir.ru>

Энергоэффективность и развитие экономики в современных условиях

Energy efficiency and economic development in modern conditions

Илья ПОЛЕТАЕВ

Старший научный сотрудник АО

«Институт региональных экономических исследований (ИРЭИ)», к. э. н.

E-mail: poletaev1@gmail.com

Ilya POLETAEV

Senior Researcher of IREI (Institute for

Regional Economic Research),

Candidate of Economic Sciences

E-mail: poletaev1@gmail.com

Вид из космоса на Россию

Источник: triptonkosti.ru



Аннотация. Рост населения и развитие экономики влечет за собой повышение спроса на энергию всех видов. В свою очередь, интенсификация использования углеродного топлива (уголь, нефть, газ) увеличивает объем выбросов в атмосферу парниковых газов, оказывает негативное влияние на климат, окружающую среду. В этих условиях для достижения оптимального уровня энергоемкости мировой экономики требуется проведение мероприятий по энергосбережению и повышению эффективности использования энергетических ресурсов не только на уровне отдельных государств и всего мирового сообщества, но и отдельных регионов.

Ключевые слова: государство, регион, ресурсы, экономика, энергоэффективность.

Abstract. Population growth and economic development entail an increase in demand for energy of all kinds. In turn, the intensification of the use of carbon fuels (coal, oil, gas) increases the volume of greenhouse gas emissions into the atmosphere, has a negative impact on the climate and the environment. Under these conditions, in order to achieve the optimal level of energy intensity of the world economy, it is necessary to carry out measures to save energy and improve the efficiency of the use of energy resources not only at the level of individual states and the entire world community, but also at the level of individual regions.

Keywords: state, region, resources, economy, energy efficiency.



Потенциалом энергосбережения российской экономики составляет 40–45% от всего потребления первичной энергии, или около 400 млн т у. т.

Введение

Управление энергоэффективностью необходимо рассматривать как одно из условий экономического роста и проведения модернизации экономики страны на национальном и микроэкономическом уровнях. Такой подход позволит повысить степень энергетической безопасности страны; обеспечить конкурентоспособность предприятий; увеличить доход от экспорта нефти и газа; достичь экономии финансовых средств из федерального, региональных и местных бюджетов; снизить негативное воздействие на окружающую среду и др.

Сложившаяся на сегодняшний день политическая ситуация привела к ухудшению отношений и разрыву взаимных экономических связей между отдельными странами из-за санкционной политики ряда европейских государств по отношению к России. На грань распада поставлено существование основанного в 1999 г. объединения ведущих экономик мира стран G20 («Группа двадцати»), созданного для решения мировых финансово-экономических проблем. Западные санкции, направленные против энергетического сектора России, действуют с момента присоединения Крыма к России в 2014 г. и впоследствии были ужесточены после начала специальной военной операции на Украине в 2022 г.

При этом антироссийские санкции ударили по странам Европейского союза. В первую очередь, это касается существенного сокращения импорта нефти и газа из России. В результате, первоначально по состоянию на 28 августа 2022 г. цены на газ в Европе превысили 3500 долл. за 1 тыс. м³ и достигли абсолютного рекорда. Эксперты прогнозировали дальнейший рост стоимости «голубого» топлива выше 4000 евро, а по некоторым оценкам и до 5000 евро за 1 тыс. м³.

Страны Европейского союза призвали предприятия и население своих стран максимально снизить потребление энергии всех видов. Кроме того, стремясь

Целевой показатель	Ожидаемый результат к 2020 г.
1. Энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП)	Снижение на 40%
2. Экономия первичной энергии	1124 млн т у. т.
3. Экономия природного газа	330 млрд м ³
4. Экономия электроэнергии	630 млрд кВт·ч
5. Экономия тепловой энергии	1550 млн Гкал
6. Экономия нефтепродуктов	17 млн т
7. Снижение выбросов парниковых газов	2436 млн т экв. CO ₂

Таблица 1. Целевые показатели ГПЭЭ-2020

повысить безопасность энергетики, государства-члены Европейского союза сегодня достигли политического соглашения о добровольном сокращении использования природного газа не менее чем на 15% по сравнению со средним потреблением за последние пять лет, в период с 1 августа 2022 г. по 31 марта 2023 г. К настоящему времени, произошло снижение цен, однако, по мнению экспертов, резкие скачки в стоимости газа по-прежнему вероятны, даже в условиях сокращения потребления энергии в производственном секторе.

Содержание исследований и рекомендаций в данной работе основываются на том, что социально-экономическая стабильность и национальная безопасность России всецело зависят от состояния и уровня развития энергетики, потенциала энергетического сектора во взаимосвязи с другими отраслями экономики страны. Энергетика в современном мире играет ведущую роль, являясь основой развития всех других отраслей материального производства и социальной сферы, обеспечивая экономическую безопасность государства и его суверенитет [1, 6, 9]. В условиях обострения конкуренции на мировых рынках, экономических санкций и торговых войн проблема надежности энергоснабжения становится особенно актуальной.

Содержание исследования и его результаты

Подходы к решению проблем энергосбережения и повышения энергоэффективности в России на протяжении последних 15 лет характеризовались поиском решений, результаты которых не всегда соответствовали планируемыми ожиданиям. Так, в 2010 г. Минэнерго России совместно с ЗАО «АПБЭ» и ООО «ЦЭНЭФ» разработало государственную программу Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на пе-

риод до 2020 г.» («ГПЭЭ-2020»). Она была одобрена на заседании Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 г. № 2446-р (таблица 1). Тогда подчеркивалось, что эффективное использование природных и энергетических ресурсов и реализация потенциала снижения энергоемкости ВВП является целью энергетической политики Российской Федерации для обеспечения устойчивого роста экономики и повышения общественного благосостояния, улучшения качества жизни населения страны и содействия укреплению позиций на внешнеэкономическом рынке.

Как следствие, энергоэффективность была поставлена в ранг приоритетов энергетической политики Российской Федерации. За счет реализации мероприятий госпрограммы энергоемкость ВВП планировалось снизить на 13,5%. В совокупности с другими факторами это позволило бы за 2007–2020 гг. решить задачу по уменьшению энергоемкости ВВП на 40%.

Ожидалось, что к 2017 г. годовая экономия первичной энергии за счет меро-

Фонари на солнечных панелях

Источник: [tameryilmaz15 / depositphotos.com](https://www.depositphotos.com/15715715/15715715/15715715.html)



Теплоснабжение	Повышение качества теплоснабжения Экономия первичной энергии в объеме 184,18 млн т у. т. Снижение удельного расхода топлива на котельных до 167,2 кг у. т./Гкал Снижение удельного расхода электроэнергии на котельных до 12 кВт·ч/Гкал Наращивание выработки электроэнергии на котельных и мини-ТЭЦ до 57 млрд кВт·ч Снижение доли потерь в тепловых сетях до 10,7% Повышение эффективности систем уличного освещения за счет доведения доли энергоэффективных светильников до 99%
Промышленность Сельское хозяйство	Экономия первичной энергии в объеме 333,25 млн т у. т. Экономия первичной энергии в объеме 7,94 млн т у. т.
Транспорт – транспортировка газа – транспортировка нефти и нефтепродуктов – железнодорожный транспорт	Снижение удельного расхода на транспортировку газа по трубопроводам до 25 кг у. т./млн м ³ . Снижение удельного расхода на транспортировку нефти по трубопроводам до 1,2 кг у. т./тыс. т-км, на транспортировку нефтепродуктов по трубопроводам до 1,6 кг у. т./тыс. т-км. Сокращение удельного расхода на электротягу поездов железных дорог до 10 кг у. т./10 тыс. т-км брут, а удельный расход тепловозов и дизель-поездов до 40 кг у. т./10 тыс. т-км брут. Экономия первичной энергии в объеме 72,2 млн т у. т.
Бюджетный сектор	Снижение удельного расхода энергии на 1 кв. метр площади объектов на 27%. Экономия первичной энергии в объеме 115,95 млн т у. т.
Жилищный фонд	Экономия первичной энергии в объеме 97,83 млн т у. т.

Таблица 2. Основные показатели подпрограмм, входящих в ГПЭЭ-2020

приятый программы составит не менее 100 млн т условного топлива, к концу 2020 г. – не менее 195 млн т. Суммарная экономия первичной энергии планировалась в объеме 1124 млн т условного топлива за весь срок реализации программы в 2011–2020 гг.

Экономия природного газа была запланирована в объеме более 300 млрд м³ на срок реализации программы, экономия электроэнергии – 630 млрд киловатт часов, экономия тепловой энергии – 1550 млн Гкал и экономия нефтепродуктов – 17 млн т.

Для решения проблем энергоэффективности и энергосбережения на народнохозяйственном и региональном уровнях была предусмотрена система организации финансирования госпрограммы. Общий объем финансирования программы предусматривал почти 10 трлн руб. Из этой суммы запланированы средства федерального бюджета, бюджетов субъектов РФ и в основном средства из внебюджетных источников в размере более 8 трлн руб. Программой планировалось получение экономического эффекта за счет оптимизации использования энергоресурсов, где предусматривалась суммарная экономия средств бюджетов всех уровней на приобретение энергоресурсов для государственных и муниципальных учреждений (ожидалась в размере более 500–550 млрд руб. и сокращение субсидий на приобретение энергоресурсов для населения не менее чем на 250 млрд руб.

В таблице 2 приведены основные показатели подпрограмм, входящих в ГПЭЭ-2020.

Указанный результат станет достижим исключительно при проведении мероприятий по коренной модернизации технологической базы производственных мощностей как генерирующих поставщиков энергетических ресурсов, так и оборудования конечных потребителей различных отраслей экономики и имущества граждан, то есть в основном за счет воздействия так называемого технологического фактора. В этих условиях расчетная энергоемкость ВВП должна снизиться на 46% [7, 8].

В современных условиях следует, по мнению автора, особо обратить внимание на обоснование мер по снижению энергоемкости ВВП. Для этого необходимо раскрыть и обосновать такие категории как энергосбережение и энергоэффективность.

По результатам 2018–2022 гг. энергоемкость ВВП РФ снизилась, по отношению к 2007 г., фактически всего на 11–15%, то есть с существенным отставанием от установленного целевого значения

Эти понятия имеют тесную связь. Анализ показывает, что, несмотря на наличие большого числа исследований и публикаций, четкого определения категорий «энергосбережение» и «энергоэффективность» нет и их взаимосвязь до сих пор не учитывается в применении конкретных мер на уровнях государственного управления.

Следует учитывать, что в достаточной степени не систематизированы и не изучены факторы, влияющие на эффективность энергопотребления. Анализ нормативно-правовых документов, экономических исследований показывает, что энергосбережение понимается как комплекс организационных, правовых, технических, технологических, экономических мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов (считается исключительно как положительный результат). При этом не всегда принимается во внимание, что энергетическая эффективность показывает характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, а также к деятельности конкретной организации.

Управление энергоэффективностью необходимо рассматривать как одно из направлений проведения модернизации экономики страны на национальном и микроэкономическом уровнях, где повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов основное условие для экономического роста.

Согласно исследованиям, проведенным автором, и мнению известных ученых и практиков, следует учитывать ряд признаков, позволяющих определить особенности проблем энергоэффективности и энергосбережения [2, 3, 4, 5]. Как правило, такие проблемы характеризуются межведомственной принадлежностью и отсутствием государственного органа управления (одного ведомства), ответственного за решение целиком, а также межотраслевой направленностью. Кроме того, следует выделить и такие признаки, как многопрофильность производств, участвующих в решении проблем, многоцелевая направленность мероприятий по их решению. По своей значимости высокая актуальность проблем энергоэффективности и энергосбережения требует решений и механизмов, которые имеют в большинстве случаев региональное значение.

Освещение в ночной Москве

Источник: Serjio74b / depositphotos.com



Умный офис

Источник: franckito / depositphotos.com

Заключение

Российская экономика обладает значительным потенциалом энергосбережения. По различным оценкам он составляет 40–45% от всего потребления первичной энергии, или не менее 400 млн т условного топлива. Оценка этой ситуации находила должное понимание в руководстве страны, и в настоящее время также ставит решение этой проблемы в ряд ключевых направлений развития экономики страны [8, 9, 10].

Снижение к 2020 г. энергоемкости ВВП Российской Федерации предполагалось на 40% по сравнению с 2007 г. При этом, по результатам 2018–2022 гг. энергоем-

кость ВВП Российской Федерации снизилась, по отношению к 2007 г., фактически всего на 11–15%, то есть с существенным отставанием от установленного целевого значения. Принимая во внимание величину среднего темпа снижения энергоемкости ВВП в 2007–2022 гг., равную не более 1,1% в год, достижение установленного целевого значения в 40% станет возможным лишь к 2044 г. Тем не менее, по мнению ученых и практиков, в целях перспективного снижения энергоемкости ВВП Российской Федерации, достижение среднемирового уровня энергоемкости возможно и к 2035 г., но для этого нужны соответствующие методы и механизмы прежде всего в управлении этими процессами.

Использованные источники

1. Бурак П. И., Касимов Л. Б. Выбор приоритетных направлений социально-экономического развития на региональном уровне // Вестник Российского нового университета. Серия «Человек и общество», май 2020.
2. Бурак П. И., Ростанец В. Г., Топилин А. В. Инфраструктура межрегионального экономического сотрудничества и императивы инновационного развития // М.: Экономика, 2009.
3. Гранберг А. Г. Основы региональной экономики // М.: ГУ ВШЭ, 2003.
4. Бушуев В. В. Энергоэффективность как направление новой энергетической политики России // Энергосбережение. 2009. № 4. С. 32–35.
5. Бушуев В. В. Электроэнергетика в энергетической стратегии // Электричество. 2014. № 8. С. 4–8.
6. Полетаев И. Ю. Экономия энергоресурсов: ограничение потребления или энергоэффективность? // Известия УГГУ. 2022. № 4 (68). С. 133–138.
7. Государственный доклад «О состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2021 г.» // Минэкономразвития. М., 2022. – 127 с.
8. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 г. № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.».
9. Указ Президента РФ от 02.07.2021 г. № 400 «О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации».
10. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г., утв. Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 г. № 1523-р.
11. Постановление Правительства Российской Федерации от 11.02.2021 г. «Об утверждении требований к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации».

Развитие электроэнергетики – на распутье стратегических решений

Electric power industry development – at the crossroads of strategic decisions

Федор ВЕСЕЛОВ

Заместитель директора ИНЭИ РАН, к. э. н.
e-mail: erifedor@mail.ru

Fedor VESELOV

Deputy Director, Energy Research Institute of RAS
e-mail: erifedor@mail.ru

Алексей МАКАРОВ

Академик РАН, д. э. н., научный
руководитель ИНЭИ РАН
e-mail: makarov_ire@zmail.ru

Alexei MAKAROV

Academician of RAS, Scientific Leader,
Energy Research Institute of RAS
e-mail: makarov_ire@zmail.ru

Андрей ХОРШЕВ

Руководитель центра моделирования
в энергетике ИНЭИ РАН, к. э. н.
e-mail: epos@eriras.ru

Andrey KHORSHEV

Head of the Energy Modelling Centre,
Energy Research Institute of RAS
e-mail: epos@eriras.ru

Ирина ЕРОХИНА

Старший научный сотрудник ИНЭИ РАН

Irina EROKHINA

Senior Researcher, Energy Research Institute of RAS

Загорская ГАЭС

Источник: proelektriky.ru



Аннотация. Прогноз развития электроэнергетики, эффективные темпы и приоритеты изменения ее технологического облика определяются совокупностью макроэкономических, технологических и экологических факторов. Моделирование их совместного влияния позволяет определить наилучшие параметры перспективной структуры генерирующих мощностей, производства электроэнергии и централизованного тепла до середины века и далее. В статье, помимо оптимизированных параметров «планового» варианта развития сектора, рассмотрены возможности и последствия реализации более радикальных вариантов декарбонизации электро- теплоснабжения, а также вариантов, обеспечивающих более интенсивный экономический рост, необходимый для нового позиционирования страны в меняющейся глобальной геополитической и экономической картине.

Ключевые слова: развитие электроэнергетики, производство электроэнергии, централизованное тепло, технологии, моделирование, структура генерирующих мощностей, выбросы углерода, капиталовложения, цена электроэнергии.

Abstract. The forecast of the required scale of the electric power industry development, the effective pace and priorities of changing its technological basis are determined by a combination of macroeconomic, technological and environmental factors. Modeling their combined influence allows us to determine the best parameters of the projected generating capacity mix, electricity and centralized heat production structure until the middle of the century and beyond. In addition to the optimized parameters of the «planned» case for the sector's development, the article examines the possibilities and consequences of implementing more radical cases (variants) for decarbonizing electricity and heat supply, as well as cases that provide more intensive economic growth necessary for the country's new positioning in the changing global geopolitical and economic picture.

Keywords: electric power industry development, electricity production, centralized heat, technologies, modeling, generating capacity structure, carbon emissions, capital investments, electricity price.

||

Пик выбросов CO₂ приходится на 2025–2030 гг., когда они на 11–13% будут выше уровня 2019 г. Уже к 2040 г. выбросы сократятся

Результаты прошедшего десятилетия

Электроэнергетика России отличается от других отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны тем, что практически полностью ориенти-

рована на внутренний рынок. Если производственные показатели и планы развития топливных отраслей в значительной мере определяются текущей конъюнктурой и прогнозной динамикой изменений на внешних рынках, то даже в «лучшие» годы объемы экспорта электроэнергии не превышали пары процентов от совокупного производства. Однако такая «защита» от внешнеэкономических рисков делает отрасль более чувствительной к изменениям макроэкономической ситуации внутри страны, предопределяет высокую взаимозависимость динамики развития электроэнергетики и экономики России.

За последнее десятилетие эта связь усилилась. Если потребление всей первичной энергии экономикой страны с 2010 по 2021 г. снизилось на 4% (с 1000 до 960 млн т у. т.), то электропотребление, напротив, увеличилось более чем на 8% (с 1049 до 1137 млрд кВт·ч). Электроэнергия играет все большую роль в структуре энергетического обеспечения экономики. Однако, с учетом климатических особенно-

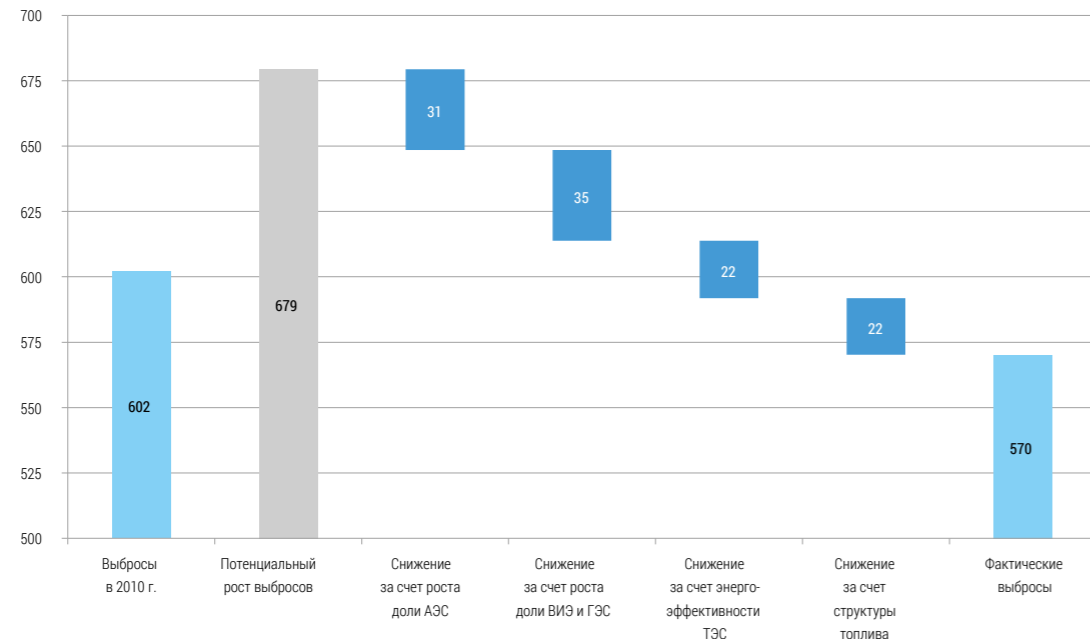


Рис. 1. Вклад различных факторов в сдерживание выбросов CO₂ в электроэнергетике России с 2010 по 2021 гг., млн т CO₂

стей страны, объемы потребляемой электроэнергии остаются (в энергетическом эквиваленте) почти в 1,5 раза меньшими, чем объемы централизованного тепла, необходимого промышленности и населению. При этом в последние 10 лет ТЭЦ обеспечивали 45–47% общей потребности в централизованном тепле страны. Такая тесная взаимосвязь электроэнергетики и теплоснабжения предопределяет необходимость их совместного прогнозирования, как единого сектора ТЭК.

Динамика экономического роста, изменения в отраслевой и, что не менее важно, региональной структуре экономики, являются важнейшими драйверами развития электроэнергетики. Масштаб неопределенностей в долгосрочной экономической стратегии страны резко увеличился в последние годы под влиянием различных кризисных факторов (пандемия, нестабильность внешних рынков, масштабное санкционное давление, в том числе в технологической сфере, нарушение сложившихся цепочек и направлений поставок). К сожалению, существующая система стратегического планирования пока ограничивается лишь среднесрочными прогнозами социально-экономического развития (СЭР) на ближайшие годы (последний раз детальный долгосрочный прогноз был

опубликован 5 лет назад, в 2018 г.). Однако имеющиеся инструменты макроэкономического прогнозирования [1, 2] позволяют рассматривать различные долгосрочные сценарии экономического роста, как умеренные, так и более интенсивные, формируя диапазоны будущих требований к развитию электро- и теплогенерирующих мощностей.

При этом задача энергоснабжения растущей экономики страны должна быть, по возможности, гармонизирована с климатической повесткой, способствуя активной роли электроэнергетики в достижении «углеродной нейтральности» к 2060 г., обозначенной в новой климатической доктрине страны. Несмотря на объявленные амбициозные цели, в России до сих пор не применяются механизмы прямого углеродного регулирования, такие как квотирование выбросов или углеродные платежи. Косвенными мерами углеродного регулирования в электроэнергетике можно считать программы специальной тарифной поддержки проектов по вводу новых мощностей с высокой топливной экономичностью в теплоэнергетике (программа ДПМ), атомной и гидроэнергетике (ДПМ АЭС и ГЭС), возобновляемой энергетике (ДПМ ВИЭ-1 и 2). Их совместный результат позволил, как показано на рис. 1, несмотря

на рост общего производства электроэнергии за десятилетие, немного снизить выбросы CO₂ от электростанций. Гипотетический рост выбросов на 2021 г. оценен при допущении, что весь дополнительный объем электроэнергии был бы произведен на ТЭС без изменения показателей экономичности и структуры их топливного баланса по состоянию на 2010 г. Анализ показывает, что наибольший вклад в сдерживание выбросов (почти 40%) обусловлен повышением эффективности использования топлива¹ и увеличения доли газа в результате изменений в технологической структуре теплоэнергетики. Примерно одинаковый вклад внесли АЭС и суммарно ГЭС и прочие ВИЭ-электростанции².

Технические возможности электроэнергетики позволяют реализовать очень амбициозные варианты дальнейшей декарбонизации отрасли за счет вовлечения неуглеродных источников, повышения эффективности использования топлива, а также улавливания CO₂ при его сжигании на ТЭС. Однако стоимость таких вариантов

¹ За 2010–2021 гг. средний удельный расход топлива (УРУТ) ТЭС на отпуск электроэнергии снизился на 6,4%, прежде всего за счет масштабного ввода парогазовых и газотурбинных мощностей, в том числе теплофикационных.

² Однако масштабы этого фактора сильно зависят от водности года, на который выполняется расчет.

для потребителей может быть неприемлемой. Таким образом, высокие темпы декарбонизации могут негативно влиять на темпы экономического роста [4]. И, напротив, более интенсивный рост экономики может привести к сложной дилемме между ценовой доступностью электроснабжения или его низкоуглеродностью. Рассмотрим эти стратегические развилки далее более подробно.

Плановый вариант структурных изменений в электроэнергетике России до 2050 г.

Для того, чтобы оценить возможности и затраты адаптации электроэнергетики к неопределенным параметрам макроэкономической и климатической политики, важно рассмотреть так называемый плановый вариант развития отрасли, который отвечает условиям энергоснабжения экономики, исходя из долгосрочных ориентиров по росту ВВП страны после 2030 г. около 3% в год [5] и реализации целевых установок Стратегии социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов (ПГ)

Плавучая АЭС «Академик Ломоносов»

Источник: geonrg.ru



до 2050 г. (СНУР) [6]. Определяемый макроэкономической динамикой рост электропотребления дополнительно в данном сценарии усиливается сравнительно невысокими темпами электрификации на транспорте, в теплоснабжении и других секторах. В итоге при снижении полного потребления первичной энергии на 15% внутренний спрос на электроэнергию увеличивается с 2019³ по 2050 гг. примерно на 40%. Потребление централизованного тепла, при активном повышении энергоэффективности зданий и систем теплоснабжения, медленно, но устойчиво снижается, и к 2050 г. его годовой объем будет почти на 11% ниже уровня 2019 г. Целевое ограничение выбросов парниковых газов от электростанций и котельных (то есть в целом по сектору электро- и теплоснабжения) было принято на уровне средне-

³ В качестве отчетного года в статье принят 2019 г., который является базовым годом для СНУР.

странового показателя целевого сценария СНУР (на 13,6% от уровня 2019 г.).

Количественные параметры планового варианта определены по результатам расчетов на оптимизационной модели развития электроэнергетики и теплоснабжения (EPOS), разработанной ИНЭИ РАН и позволяющей проводить разноплановые исследования будущего технологического облика сектора с учетом межотраслевых, климатических и иных факторов [7]. Модель обеспечивает на горизонте до 2050 г. выбор наилучшей технологической структуры источников электроэнергии и тепла на основе оптимизации прогнозных балансов электроэнергии (с выделением собственных нужд электростанций), генерирующей мощности, а также централизованного тепла по территориальным узлам России (что позволяет учесть не только ограничения по передаче, но и различные условия по стоимости строительства объектов и ценам топлива).



Грозненская ТЭС

Источник: «Газпром»

Таблица 1. Характеристика производственных показателей планового варианта развития энергетики России

	Годы							
	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Производство электроэнергии – всего, млрд кВт·ч	1121,5	1159,4	1225,8	1285,5	1323,3	1358,8	1450,2	1556,7
Структура производства электроэнергии – всего, %, в т. ч.:	100	100	100	100	100	100	100	100
гидроэлектростанции	17,6	18,7	16	16,3	16,4	18	18,8	18,3
ВИЭ-электростанции	0,4	0,8	1,2	1,4	2,4	2,9	3,4	3,7
атомные электростанции	18,6	19,2	17,6	18,2	18,9	22	24,9	29,9
ТЭС на газе	49,2	48,6	49	49,3	50,6	47,2	44,9	42
ТЭС на твердом топливе	14,2	12,8	16,2	14,8	11,7	9,9	7,9	6,2
Установленная мощность электростанций – всего, ГВт	275,8	270,1	280,9	279,6	281,4	290,9	306,5	326,8
Структура установленной мощности – всего, %, в т. ч.:	100	100	100	100	100	100	100	100
гидроэлектростанции	18,9	19,4	19,1	20,5	21	22,3	23,4	22,9
ВИЭ-электростанции	0,6	1,5	2,7	3,2	5,4	6,4	7,3	8
атомные электростанции	11	11	10,6	11,1	11,9	13	15,3	18,4
ТЭС на газе – всего, в т. ч.:	53,8	52,5	52,4	51	50,3	48,7	46,2	43,9
ТЭЦ на газе	26,3	26,8	26,7	26,5	28,3	27,9	26,7	25,4
КЭС на газе	27,5	25,7	25,7	24,5	22	20,9	19,5	18,5
ТЭС на твердом топливе – всего, в т. ч.:	15,7	15,6	15,2	14,3	11,5	9,5	7,7	6,7
ТЭЦ на твердом топливе	7,5	7,7	7,2	6,7	5,1	4	3,2	2,7
КЭС на твердом топливе	8,2	7,9	8	7,6	6,4	5,5	4,6	4,1
Производство централизованного тепла – всего, млн Гкал	1271,1	1341,9	1244,4	1239,9	1220,1	1190,1	1160	1130,1
Структура производства тепла – всего, %, в т. ч.:	100	100	100	100	100	100	100	100
электростанции	45,5	45	47,7	47,4	52	54,3	56,6	58,7
котельные	46,9	47,7	43,6	43,2	37,9	34,7	31	27,1
электрокотельные	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,3	1,6
АЭС и АТЭЦ	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,1
вторичные (ТУУ)	7,2	6,8	8	8,5	8,8	9,4	10,3	11,5

Проведенные оптимизационные расчеты позволили получить уточненную технологическую структуру источников электроэнергии и централизованного тепла для планового варианта (таблица 1). Основными тенденциями изменения этой структуры являются:

- опережающий рост мощности безуглеродных электростанций, совокупная доля которых в структуре установленной мощности вырастет с 30% в 2019 г. до почти 35% в 2030 г. и 49% в 2050 г. Эффективный объем мощности АЭС к 2050 году почти удвоится и достиг-

нет 60 ГВт⁴. Мощность ГЭС и ГАЭС вырастет в 1,5 раза. Системная эффективность ВИЭ-электростанций, даже с учетом их удешевления за счет технологического обучения, сохранится невысокой, и с пролонгацией существующих мер поддержки к 2050 г. их общая мощность будет чуть выше 25 ГВт;

- не менее существенное усиление роли безуглеродных электростанций ожидается в структуре производства электроэнергии – с 36,6% в 2019 г. до 52% в 2050 г. Здесь наибольший прирост вклада также придется на АЭС, доля которых в 2050 году приблизится к 30%; в то же время эффективная доля ВИЭ-электростанций в производстве электроэнергии останется невысокой (менее 4%);
- замещение тепловых электростанций (ТЭС) происходит как в структуре производства электроэнергии, так и в структуре установленной мощности, однако теплофикационные мощности снижаются в меньшей степени, чем конденсационные. Это связано с экономически

Если потребление всей первичной энергии в РФ с 2010 по 2021 г. снизилось на 4%, до 960 млн т у. т., то электропотребление, напротив, увеличилось более чем на 8%, до 1137 млрд кВт·ч

⁴ Что предполагает выход к 2040 г. на темп ввода 2 блоков в год при снижении стоимости серийного блока на 15%.

	2019	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Потребление топлива – всего, млн т у. т., в т. ч.:	381,8	393	410,6	409,4	391,9	366,8	354,8	339,7
Газ	280,8	295,5	292,7	297,2	296	282,2	279,5	273,6
Уголь	77,3	73,2	90,6	86,7	72,1	62,2	54,1	46,3
Мазут	5	4,9	7,2	6,4	5,6	5	4,4	3,7
прочие виды	18,8	19,4	20,1	19,1	18,2	17,4	16,8	16,1
Потребление топлива на ТЭС – всего, млн т у. т., в т. ч.:	291,5	295,7	318,4	318,7	313,6	297,2	294,2	288,4
Газ	211,6	220,5	222,7	227,7	237,7	230,6	234,8	236,2
уголь	64,9	60,6	77,5	73,7	59,1	50,3	43,3	36,4
мазут	1,5	1,3	3,9	3,3	3	2,8	2,7	2,6
прочие виды	13,4	13,3	14,3	14,1	13,8	13,5	13,3	13,2
Потребление топлива на котельных – всего, млн т у. т., в т. ч.:	90,4	97,3	92,2	90,7	78,3	69,6	60,6	51,3
Газ	69,1	75	70	69,5	58,2	51,6	44,7	37,4
уголь	12,4	12,6	13,1	13	13	11,9	10,8	9,8
мазут	3,5	3,6	3,3	3,1	2,6	2,2	1,7	1,1
прочие виды	5,4	6,1	5,8	5	4,4	3,9	3,4	2,9
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии (УРУТ), г у. т./кВт·ч	314	315	311	303	285	275	269	263
Изменение УРУТ относительно отчетного года, %	-	~0	-1	-4	-9	-13	-14	-16
Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии, кг у. т./Гкал	159	160	161	160	159	159	160	160
Выбросы CO ₂ – всего, млн т, в т. ч.:	728	740	820	811	757	702	669	629
от ТЭС	565	550	636	637	614	576	562	545
от котельных	163	180	184	174	144	125	106	84
Изменение выбросов CO ₂ относительно 2019 г., %	-	1,6	12,6	11,4	4	-3,6	-8,2	-13,6
Удельные выбросы CO ₂ на отпуск электроэнергии, г CO ₂ /кВт·ч	343	332	366	351	317	281	252	222
Удельные выбросы CO ₂ на отпуск теплоэнергии, кг CO ₂ /Гкал	270	284	298	290	276	269	261	251

Таблица 2. Потребление топлива и выбросы CO₂ на тепловых электростанциях и котельных в плановом варианте развития энергетики России

обоснованным увеличением доли электростанций в оптимизированной структуре отпуска централизованного тепла до 59% (прирост более чем на 13 п. п. относительно 2019 года); технологии улавливания CO₂ в теплоэнергетике в данном варианте остаются невооруженными;

- в общей структуре отпуска централизованного тепла совокупный вклад безуглеродных источников (теплоутилизационные установки, тепло от АЭС и АТЭС, а также электростанции) увеличится с 7,7% в 2019 г. до 14,2% в 2050 г.

Устойчивая тенденция по замещению органического топлива сформируется лишь после 2030 г. В среднесрочной перспективе (к 2030 г.) общее потребление топлива на электростанциях и котельных вырастет на 7% (относительно уров-

ня 2019 г.), а к 2050 г. снизится на 11%. С учетом усиления роли ТЭС, частично замещающих котельные в структуре отпуска централизованного тепла, спрос на топливо для электростанций вырастет к 2030 г. сильнее (на 9%), а к 2050 г. лишь вернется на уровень 2019 г. (таблица 2).

При этом общий расход газа на производство электроэнергии и тепла после роста на 6% с 2035 г. будет сокращаться и к 2050 г. окажется чуть ниже отчетного уровня. Потребление же угля устойчиво снижается с 2025 г. К 2050 г. он будет на 40% ниже отчетного. Расход газа на электростанциях с 2035 г. будет относительно стабильным (при изменении объемов на 2–3%), а расход угля будет снижаться быстрее, и к 2050 г. составит лишь 55% от отчетного уровня.

Несмотря на снижение долевого вклада ТЭС в производство электроэнергии, абсолютные объемы их выработки будут

последовательно расти. Разнонаправленные тенденции роста производства и снижения расхода топлива на ТЭС позволяют оценить динамику повышения их энергетической эффективности за счет технологического обновления и замещения существующих и достигающих предельного ресурса эксплуатации действующих мощностей более современными типами оборудования и усиления роли теплофикации. При крайне скромных масштабах технологического обновления в среднесрочной перспективе, к 2030 г. средневзвешенный удельный расход топлива (УРУТ) на производство электроэнергии снизится менее чем на 5%. Однако к 2050 г. успешная технологическая перестройка теплоэнергетики при массовом внедрении отечественных газовых турбин позволит снизить его на 16%.

Прогнозная динамика расхода топлива на электростанциях и котельных будет определять динамику выбросов CO₂ при производстве электроэнергии и тепла (таблица 2). Пик выбросов приходится на 2025–2030 гг., когда они на 11–13% будут превышать уровень 2019 г. Уже к 2040 г. выбросы опустятся ниже этого уровня и далее, к 2050 г. достигают среднестранового уровня снижения,

Технические возможности электроэнергетики России позволяют реализовать очень амбициозные варианты дальнейшей декарбонизации отрасли за счет вовлечения неуглеродных источников

соответствующего целевому сценарию СНУР (–13,6%). В большей мере снижение выбросов (вдвое от отчетного уровня к 2050 г.) затронет котельные (с учетом снижения их роли в структуре отпуска централизованного тепла из-за замещения ТЭС и электростанциями). Выбросы CO₂ от ТЭС, увеличившись к 2025–2030 гг. на 13%, достигнут отчетного уровня к 2045 г., а к 2050 г. будут на 5% ниже его. Применяя действующую практику распределения общего расхода топлива на электростанциях на два вида продукции (электроэнергию и тепло), можно оценить общую динамику удельных показателей

Читинская ТЭС-1

Источник: wikimapia.org



Показатели	Годы						
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Необходимая валовая выручка	4,5	4,9	5,4	5,9	6,4	6,6	7
Структура валовой выручки – всего, %, в т. ч.:	100	100	100	100	100	100	100
топливные затраты	24	24	23	22	20	21	21
условно-постоянные затраты	45	47	42	39	38	39	39
налоговые платежи	6	6	7	8	8	7	7
инвестиционные и прочие финансовые расходы	25	23	28	31	34	33	32
Добавленная стоимость	1,3	1,3	1,7	2,2	2,4	2,4	2,5
Совокупные активы	8,6	7,9	8,9	11	12,7	13,4	14
Годовые капиталовложения	0,6	0,7	1	1,1	1,1	1	1
Совокупные налоги	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5

Таблица 3. Характеристика финансово-экономических показателей планового варианта развития электроэнергетики, трлн руб., 2019 г.

углеродной интенсивности производства каждого из них. В рамках рассмотренного варианта углеродная интенсивность производства электроэнергии к 2050 г. снизится на 35% от отчетного уровня. Это является совокупным эффектом от роста доли безуглеродных электростанций в структуре производства, повышения энергетической эффективности теплоэнергетики, а также снижения доли угля в топливном балансе ТЭС. Углеродная интенсивность отпуска централизованного тепла снизится на 7%, в основном за счет расширения безуглеродных источников (электрокотельные, АТЭЦ) и снижения доли угля.

Оценка финансово-экономических условий реализации планового варианта развития электроэнергетики и теплоснабжения опирается на прогнозную динамику производственных показателей (мощности электростанций разного типа, производство электроэнергии, отпуск тепла) и объемов потребления топлива. Для реализации необходимых структурных изменений суммарные отраслевые

капиталовложения (с учетом затрат на развитие электросетевого комплекса и заделные капиталовложения на вводы после 2050 г.) составят 27,3 трлн руб. (в ценах 2019 г.).

Для обеспечения капиталовложений и операционных затрат рост необходимой выручки в рациональном варианте составит 54% относительно отчетного уровня (таблица 3). В ее структуре доля инвестиционной составляющей вырастет на 7 п. п. при снижении вклада как условно-постоянных затрат (на 5 п. п.), так и топливных (на 3 п. п.). Вес налоговой компоненты увеличится на 1 п. п. Абсолютные объемы годовых капиталовложений и налоговых поступлений практически удвоятся в сравнении с отчетным годом.

На основе прогноза финансово-экономических показателей отрасли и расчета необходимой валовой выручки выполнен прогноз среднеотпускных оптовых и розничных цен электроэнергии в реальном выражении – рублях 2019 г. (рис. 2). Необходимое увеличение одноставочной оптовой цены электроэнергии (с учетом мощности), обусловленное инвестиционными потребностями электростанций, достигнет 20–24% в 2035–2040 гг., с последующим снижением до 9–14% относительно отчетного уровня 2019 года. Сетевая составляющая отраслевых затрат будет сглаживать этот рост для конечного потребителя. В итоге реализация планового варианта потребует увеличения среднеотпускной розничной цены электроэнергии к 2035–2040 гг. на 12–17% – с последующей стабилизацией на уровне 10–11% выше отчетного значения.

В среднесрочной перспективе (к 2030 г.) общее потребление топлива на электростанциях и котельных вырастет на 7% относительно уровня 2019 г., а к 2050 г. снизится на 11%

Изменения в электроэнергетике при масштабной декарбонизации

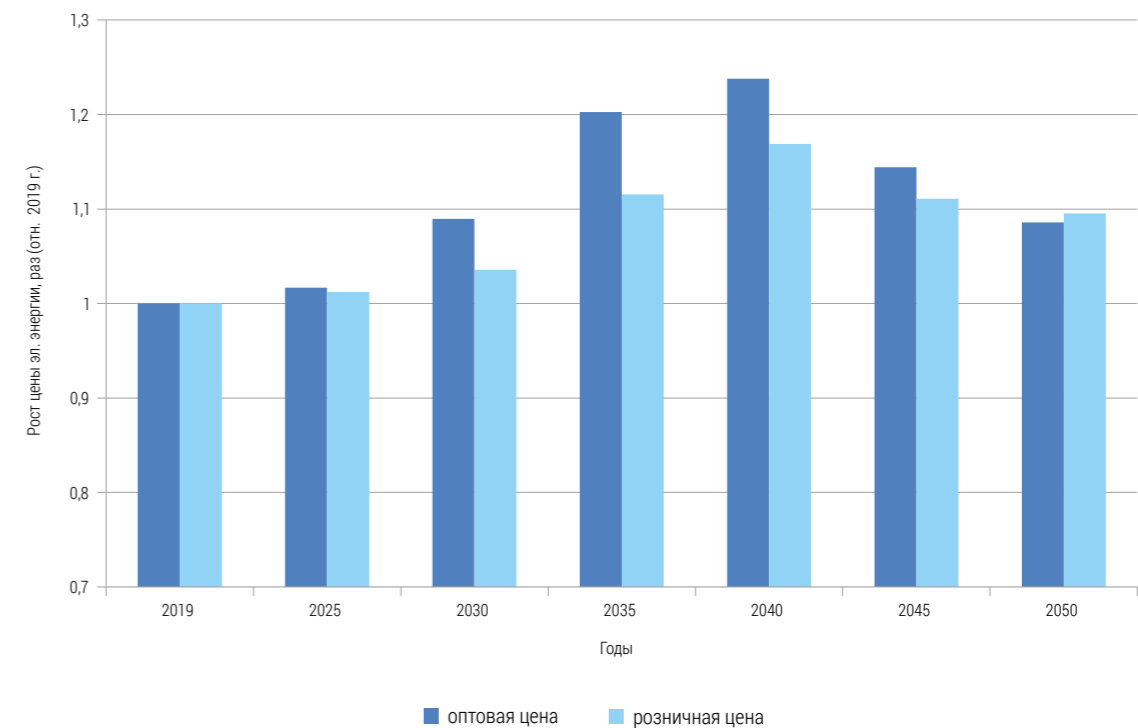
Рассмотренный выше плановый вариант развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения предполагает, что вклад сектора в реализацию целей СНУР будет на уровне среднестранового, и объем годовых выбросов CO₂ от электростанций и котельных в 2050 г. будет на 13,6% ниже, чем в 2019 г. Вместе с тем, несмотря на сравнительно небольшие объемы физического снижения выбросов парниковых газов, в целевом сценарии СНУР нетто-эмиссия парниковых газов сокращается на 60%. Главным фактором снижения этого показателя является ожидаемый рост объемов поглощения ПГ экосистемами в 2,2 раза. Однако если заявленная динамика поглощения не будет достигнута, потребуются более существенное снижение физических объемов выбросов, в том числе, от электростанций и котельных. Так, при сохранении объемов поглощения на уровне 2019 г. в 2050 г. физические выбросы ПГ должны снизиться на 45%.

Таким образом, велика вероятность того, что целевые ориентиры по декарбонизации электро- и теплоснабжения будут более сильными, чем в целом для экономики. Это подтверждается и энергетической статистикой – в последние два десятилетия в большинстве развитых стран, активно реализующих низкоуглеродные стратегии, выбросы CO₂ в электроэнергетике снижались заметно быстрее, чем полные выбросы CO₂ от сжигания топлива в этих странах [8].

В ИНЭИ РАН было проведено моделирование условий адаптации сектора к более амбициозным требованиям по снижению выбросов CO₂. Далее рассмотрено лишь два варианта квот в 75 и 50% относительно уровня 2019 г. Одновременно был смоделирован и вариант «без квот», когда изменения в производственной структуре не связаны дополнительными климатическими целями. Сводные характеристики этих вариантов в сравнении с плановым приведены в таблице 4.

Прежде всего, следует отметить, что без учета требований СНУР по ограничению выбросов CO₂ оптимизированная структура производства электроэнергии предполагает меньшую долю неугле-

Рис. 2. Динамика относительного изменения среднеотпускных оптовых и розничных цен электроэнергии при реализации планового варианта развития электроэнергетики



родных источников к 2050 г. – всего 41% против 52% в плановом варианте. Существенно сокращаются масштабы развития АЭС – к 2050 г. их мощность возрастает лишь до 46 ГВт, а доля в производстве – около 24%. Рост мощностей гидроэнергетики также будет меньше – не в 1,5, а всего в 1,2 раза относительно уровня 2019 г. Сохранение доминирующей роли ТЭС отразится на стабильном спросе на топливо. В 2050 г. потребление газа и угля будет выше, чем в плановом варианте и близко к уровню 2019 г. Соответственно, и объем выбросов CO₂ от электростанций и котельных к 2050 г. вернется к отчетному уровню (при этом для самих ТЭС он будет на 13% выше, чем в 2019 г.). Экономический анализ данного варианта показывает, что для его реализации потребуется на 11% меньше капиталовложений, при этом, с учетом сохранения более высоких топливных затрат, к 2050 г. цена электроэнергии для потребителей (в реальном выражении) будет лишь немного ниже, чем в плановом варианте. В промежуточные годы ее динамика будет повторять график, приведенный на рис. 1 – рост на 10–14% в 2035–2040 гг. и последующее снижение.

Сценарии с возрастающим квотированием выбросов уже не могут быть обеспечены повышением энергоэффективности в теплоэнергетике и потребуют увеличения доли неуглеродных источников электроэнергии и тепла. Для обеспечения квоты в 75% от уровня 2019 г. эти изменения затронут только производство электроэнергии, где к 2050 г. доля неуглеродных источников составит почти 65%. Наиболее эффективная стратегия сокращения выбросов в этом варианте опирается на быстрый рост атомной и, отчасти, гидроэнергетики.

При сокращении годовых выбросов вдвое эта доля уже превысит 80%, при этом одновременно и около трети централизованного тепла также будет обеспечено электродотельными и, отчасти, атомными ТЭЦ на базе АЭС малой мощности. Электрификация отопления приведет к дополнительному росту спроса на электроэнергию, для обеспечения которого уже недостаточно будет наращивания мощностей АЭС и ГЭС. Объективными технологическими ограничениями здесь являются наличие площадок, предельные производственные мощности смежных отраслей-поставщиков, а также длительные сроки



Нововоронежская АЭС
Источник: brodyaga.ru

сооружения объектов гидро- и атомной энергетики. В данном варианте все более активно используются следующие по эффективности технологии ВИЭ-электростанций, доля которых в производстве увеличивается к 2050 году до 12%. В небольшом объеме в баланс вовлекаются и ТЭС с улавливанием CO₂, однако высокая капиталоемкость и низкая энергоэффективность делают их востребованной опцией для еще более глубокой декарбонизации электрогенерации.

Усиление требований по снижению выбросов сопровождается переходом к все более масштабным и более капиталоемким инвестиционным решениям. Рост инвестиционных потребностей носит сильно нелинейный характер. Если для выполнения квоты в 75% требуемые инвестиции прирастают на 10% относительно планового сценария, то для выполнения квоты в 50% их потребуется увеличить в 2,2 раза. Столь масштабный рост капиталовложений связан с необходимостью обеспечить намного больший объем генерирующих (и аккумулирующих) мощностей, во-первых, для резервирования работы ВИЭ-электростанций, а во-вторых, для обеспечения дополнительного спроса при существенной электрификации теплоснабжения.

Такие же тенденции характерны и для ценовых последствий декарбонизации. Если в плановом варианте (где квота по выбросам на 2050 г. составляет менее 85%) цена электроэнергии для потребителей в 2050 г. будет выше уровня 2019 г. почти на 10%, то для варианта с квотой 75% она будет выше почти в 1,2 раза, а для

достижения квоты в 50% потребуется ее увеличение в 1,8 раз. Столь значимые ценовые последствия показывают важность анализа приемлемого для экономики страны уровня снижения выбросов ПГ и эффективного распределения отраслевых вкладов (и соответствующих инвестиционных ресурсов в экономике) в его обеспечение. Прежде всего, речь идет о «развилке» между более интенсивным энергосбережением (структурным, технологическим, организационным) и ее все более низкоуглеродным энергоснабжением.

Адаптация электроэнергетики к сценариям интенсивного экономического роста

Резкое и долгосрочное изменение геополитических условий, параметров глобального экономического и технологического взаимодействия России с различными группами стран является серьезным, стратегическим вызовом для национальной экономики. Широко обсуждаемая задача повышения технологического суверенитета является лишь частью более общей задачи по наращиванию экономической мощи государства в рамках формирующегося нового многополярного миропорядка. Для решения долгосрочных задач нового стратегического позиционирования страны в мировой системе экономических, технологических, энергетических координат может быть недостаточно существующего целеполагания по темпам роста ВВП и инвестиционной активности.

Опыт крупных развивающихся стран позволяет оценить возможности более быстрого экономического развития, главным фактором которого являются внутренние

Необходимое увеличение одноставочной оптовой цены электроэнергии (с учетом мощности), обусловленное инвестиционными потребностями электростанций, достигнет 20–24% в 2035–2040 гг.

Таблица 4. Основные интегральные характеристики развития ЕЭС России в период до 2050 г. при варьировании прямых ограничений на выбросы ПГ и темпов экономического роста

Показатели 2050 г.	Квотирование выбросов				Рост экономики	
	Плановый	Без квот	Квота 75%	Квота 50%	Ускоренный	Интенсивный
Установленная мощность электростанций, ГВт	326,8	324	329,9	463,3	373,1	412,7
То же в % 2019 г.	+18,5	+17,5	+19,6	+68	+35,3	+49,6
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	1556,7	1553,3	1560	1897,5	1776,7	1951,4
То же в % 2019 г.	+38,9	+38,5	+39,1	+69,2	+58,5	+74,1
Доля безуглеродных источников в производстве эл.энергии (АЭС, ГЭС, ВИЭ), %	51,9	44,7	64,7	80,8	52,1	54,3
ГЭС и ГАЭС	18,3	17,5	18	18,5	16,4	15,8
ВИЭ	3,7	3,7	3,9	11,9	4,3	5,3
АЭС	29,9	23,5	42,8	50,4	31,4	33,2
Доля безуглеродных источников в производстве тепла, %	2,7	1,1	3,1	30,1	3,5	4,5
Электродотельные	1,6	0,5	1,9	23,1	2,4	3,2
АТЭЦ	1,1	0,6	1,2	7	1,1	1,3
Спрос на газ ТЭС и котельных, млн т у. т.	273,6	280,6	234,3	147,9	290,2	299,2
То же в % к плановому варианту	-	+2,5	-14,3	-46	+6,1	+9,4
Спрос на уголь ТЭС и котельных, млн т у. т.	46,3	68,4	31	23,1	57,8	52,7
То же в % к плановому варианту	-	+44,7	-23	-50,1	+24,9	+13,9
Достигаемое снижение выбросов CO ₂ от ТЭС и котельных, в % от 2019 г.	-13,6	-0,9	-25	-50	-5	-5
Полные капиталовложения в электроэнергетику и теплоснабжении, трлн руб. 2019 г.	27,3	24,3	30,1	58,7	34,1	41,5
То же в % к плановому варианту	-	-11	+10,1	+115	+24,9	+52
Рост среднетопливной розничной цены электроэнергии (в реальном выражении), в % от 2019 г.	+9,5	+8,6	+19	+76	+20	+28



Саяно-Шушенская ГЭС

Источник: «Русгидро»

инвестиции. Опираясь на него, в ИНЭИ РАН были разработаны два дополнительных сценария развития экономики и ТЭК страны. Ускоренный сценарий ориентирован на динамику доли инвестиций в ВВП, которая наблюдалась в 2000–2020 гг. в Индии, а интенсивный – в Китае. Если по исходному сценарию, опирающемуся на существующие прогнозы СЭР, к 2050 г. объем накопления основного капитала увеличится в 2,6 раза, то в ускоренном сценарии – в 3,7 раза, в интенсивном – в 5 раз. При этом ВВП России увеличится соответственно в 2,3, 2,8 и 3,4 раза. По каждому сценарию на межотраслевых моделях развития экономики России рассчитаны динамики развития основных секторов национального хозяйства, и далее оценена динамика внутреннего спроса на электрическую и тепловую энергию и объемов прямого расхода основных видов топлива.

Полученные прогнозы показывают, что интенсификация экономического роста приведет к существенному увеличению требований к развитию электроэнергетики – необходимый объем производства электроэнергии к 2050 г. в ускоренном и интенсивном вариантах вырастет в 1,6 и 1,75 раз (против роста в 1,4 раза в плановом варианте). Для обеспечения новых уровней энергопроизводства потребуется существенно более интенсивное развитие генерирующих мощностей и сетевого хозяйства. Проведенные модельные расчеты показали, что при этом потребуются вовлечь все типы энергетических ресурсов,

как неуглеродных, так и традиционного органического топлива. При этом для выполнения более приоритетной задачи энергетической подпитки экономического роста потребуется существенно смягчить требования по низкоуглеродной перестройке сектора. Представленные в таблице 3 параметры ускоренного и интенсивного вариантов обеспечивают снижение совокупных выбросов CO₂ от электростанций и котельных к 2050 г. лишь на 5%. Но даже при этой, менее амбициозной цели, в оптимизированной структуре доля неуглеродных электростанций составит 52–54%, то есть будет не ниже, чем в плановом варианте.

Наибольший вес, как и в плановом варианте, будет иметь атомная энергетика, обеспечивая в 2050 г. 31–33% производства электроэнергии в стране. Для этого мощность АЭС в ускоренном и интенсивном вариантах к 2050 г. вырастает до 72 и 83 ГВт соответственно. Темпы ввода около 2 блоков в год, на которые атомная энергетика по актуальным предложениям ГК «Росатом» выходит после 2035 г., достаточны для планового варианта, но должны вырасти до 3-х блоков/год в ускоренном и до 4-х блоков в год в интенсивном сценарии. До 77–83 ГВт к 2050 г. увеличивается мощность ГЭС и ГАЭС, причем основной прирост приходится на гидроаккумулирующие станции. Доля прочих ВИЭ-электростанций возрастает до 4,3–5,5% в производстве электроэнергии и до 10–12,5% в мощности.

Тепловые электростанции сохраняют свою ведущую роль в отпуске централизованного тепла (58–60%, т. е. на уровне, сопоставимом с плановым вариантом). Доля тепла от неуглеродных источников (АТЭС и электродогревательных) немного увеличится, но не достигает 5%. Сохранение роли теплоэнергетики в электро-теплоснабжении страны будет способствовать сохранению высокого спроса на топливо. Потребление газа электростанциями и котельными в 2050 г. будет выше, чем в плановом варианте и сохранится примерно на уровне отчетного года. Потребление угля снизится, но меньше, чем в плановом варианте – к 2050 г. на 21–28%.

Повышенный спрос на электроэнергию, сопровождающий более быстрый экономический рост, потребует мобилизации не только топливно-энергетических, но и финансовых ресурсов. В сравнении с плановым вариантом, объем генерирующих мощностей в ускоренном и интенсивном вариантах к 2050 г. увеличится на 14–26%. С учетом изменений в структуре мощностей, а также сопутствующего развития сетевой инфраструктуры, объемы капиталовложений в ускоренном варианте будут выше, чем в плановом, на четверть, а в интенсивном варианте – в 1,5 раза. Совокупный вклад растущих инвестиционных потребностей и остающихся высокими затрат на топливо будут поддерживать тенденцию роста цены электроэнергии. Исходя из расчета необходимой валовой выручки, среднотпускная цена электроэнергии в ускоренном варианте вырастет

Загорская ГАЭС
Источник: drive2.ru



Важным условием является усиление роли государства в управлении энергокомплексом, а не пассивном наблюдении за развитием электроэнергетики с точечным активным реагированием по необходимости

в реальном выражении к 2050 г. на 20% относительно отчетного уровня, а в интенсивном – почти в 1,3 раза. В сравнении с показателями планового варианта (рост на 10%), переход к более интенсивному экономическому росту в экономике неизбежно столкнется с рисками роста стоимости ключевого энергоносителя – электроэнергии и снижения ее экономической доступности.

Эта важная обратная связь требует тщательного анализа в моделях национальной экономики, в рамках межотраслевого баланса. Удорожание электроэнергии при активном росте ее потребления является также важным фактором, ограничивающим эффективные масштабы «новой электрификации» экономики. Как было отмечено выше, параметры планового варианта предполагают невысокие темпы «новой электрификации» – ее вклад в общее электропотребление в 2050 г. составит около 4,5%. Увеличение же масштабов замещения топлива и тепла электроэнергией также приведет к быстрому росту электропотребления (сопоставимого с ускоренным и интенсивным вариантами, см., например, [9]), и затрат, обеспечивающих соответствующий рост генерирующих и сетевых мощностей, а значит, и стоимости электроснабжения потребителей. При «справедливом» распределении дополнительных затрат на новых потребителей это, безусловно, резко снизит привлекательность следующих (приростных) инвестиций в переключение на электроэнергию. При традиционном распределении затрат «на всех» это сформирует дополнительный рост затрат в реальном секторе экономики, неизбежно влияя на его инвестиционные возможности. Переход к «электрическому миру» в декарбонизируемой экономике имеет свои преимущества, однако и существенные

ограничения, которые нельзя не принимать во внимание уже на стадии проработки первоначальных стратегий будущего.

Условия реализации прогнозов

Проведенные в ИНЭИ РАН модельные исследования показали, что электроэнергетика страны может при умеренных темпах технологической перестройки и ограниченном росте инвестиционной и, особенно, ценовой нагрузки, обеспечить стабильное развитие экономики страны при достижении среднестрановой цели СНУР по снижению выбросов CO₂. Однако варианты развития сектора при одновременном достижении более амбициозных целей в части экономического роста и декарбонизации представляются мало реалистичными.

По сути, в стратегическом планировании сектора возникает проблема выбора приоритетов: либо обеспечить энергией новый экономический рывок с повторением инвестиционной динамики крупнейших экономик развивающихся стран (Индии, Китая), либо сдерживать экономический рост ради интенсивной декарбонизации электро- и теплоснабжения.

В обоих случаях критическими становятся экономические ограничения – интенсивная декарбонизация электроэнергетики ведет к нелинейному росту инвестиционных потребностей и столь же быстрому росту ценовой нагрузки, нарушая главное требование поступательно развивающейся экономики – экономическую доступность энергоснабжения. В несколько меньшей степени, но эта проблема возникает и в сценариях более интенсивного экономического роста, особенно – при одновременном проведении «новой электрификации» в экономике.

Заметное снижение инвестиционных потребностей в электроэнергетике может быть обеспечено за счет технологического обучения и масштабирования при производстве нового оборудования, типизации технических решений, поточном строительстве. Рассмотренные варианты показывают достаточные для этого потребности в обновлении и наращивании генерирующих мощностей. Однако реализация этого эффекта требует перехода к долгосрочному и системному, межотраслевому управлению развитием электроэнергетики и обеспечивающих отраслей



Солнечные панели в деревенском доме
Источник: polyset.kz

промышленности (аналогично программам в авиа- и судостроении и т. д.), которое позволяет оптимизировать объемы и сроки инвестиций в расширение производства энергетического оборудования, а также в разработку и отладку новых изделий с улучшенными характеристиками.

Важным условием для этого является усиление роли государства в управлении, а не пассивном наблюдении за развитием электроэнергетики (с точечным активным реагированием по необходимости). К настоящему времени основная часть активов электроэнергетики сосредоточена в компаниях, контролируемых государством. Переход от проектного к программному принципу управления развитием позволит формировать инвестиционные решения, исходя из общественной эффективности, выстраивая далее ценовые механизмы, обеспечивающие их коммерческую эффективность для участников рынка.

Изменение подходов к управлению развитием отразится и на выборе комбинации ценовых механизмов для реализации инвестиционно-интенсивных сценариев. 15 лет работы конкурентных механизмов ценообразования на электроэнергию и мощность (в последнем случае – с сильными двухсторонними ограничениями) создали условия для повышения эффективности использования существующих мощностей. Однако конкурентный рынок не стал генератором адекватных (по времени и цене) инвестиционных сигналов – практически все инвестиционные проекты были реализованы и продолжают реализовываться в рамках специального меха-

низма ДПМ, гарантирующего доходность отдельных проектов через повышенный тариф на мощность.

Адаптация этого механизма к обеспечению окупаемости не отдельных проектов, а продолжительных по времени инвестиционных программ, дополненная мерами государственного со-финансирования пилотных проектов с новыми техническими решениями или проектов с высоким внеэнергетическим эффектом, может существенно снизить уровень ценовой нагрузки на потребителей электроэнергии. Как минимум, такой подход может быть применен к атомной и гидроэнергетике, с возможным расширением на теплофикацию и программу технологического обновления (но не модернизацию) газовых электростанций. Другим вариантом может стать и возврат к тарифному регулированию компаний атомной и гидрогенерации. Это позволит сбалансировать финансовые результаты от работы действующих мощностей, получающих из-за низких переменных затрат высокие доходы на конкурентном рынке электроэнергии, и растущие инвестиционные потребности, исходя из общего прогноза финансового состояния и оценки необходимой выручки данных компаний (см. пример в [10]).

Планируемые на горизонте 5–7 лет инвестиционные решения не приведут к радикальному изменению структуры произ-

водства электроэнергии и не потребуют масштабной корректировки существующих механизмов ценообразования. Однако за 2030 г., вне зависимости от выбора стратегии развития электроэнергетики, все более масштабные технологические изменения сделают эту задачу предельно актуальной. При этом наиболее разумным представляется встречный подход:

- «сверху» определяются межотраслевыми расчетами научно-обоснованные предельные уровни цен электроэнергии, не угнетающие экономический рост и инвестиционную активность;
- «снизу», для каждого типа электростанций, с учетом моделирования динамики спотовых цен электроэнергии при меняющейся структуре генерирующих мощностей, определяются наиболее эффективные комбинации конкурентных и тарифных механизмов, обеспечивающие достаточность выручки для финансирования инвестиционной программы за счет внутренних и внешних источников.

Исследование выполнено в ИНЭИ РАН при поддержке Минобрнауки России (проект № FFGW-2022-0002 «Эффективные способы адаптации и средства управления развитием энергетики России в условиях глобального энергетического перехода»).

Использованные источники

1. Малахов В. А., Шапот Д. В. Опыт развития методологии и разработки управленческих моделей межотраслевого баланса // М.: Изд. дом МЭИ, 2018. – 176 с.
2. Шилов А. А., Янговский А. А. Межотраслевая макроэкономическая модель как ядро комплексных прогнозных расчетов // Проблемы прогнозирования. 2014. № 3 (144). С. 18–31.
3. Адамов Е. О., Толстоухов Д. А., Панов С. А. и др. Роль АЭС в электроэнергетике России с учетом ограничений выбросов углерода // Атомная энергия. 2021. Т. 130. № 3. С. 123–131.
4. Филиппов С. П. Переход к углеродно-нейтральной экономике: возможности и пределы, актуальные задачи // Теплоэнергетика. 2024. № 1. С. 1–20.
5. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 г. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.economy.gov.ru/material/file/a5f3add5dea6665b344b47a8786dc902/prognoz2036.pdf>
6. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (утверждена распоряжением Правительства РФ от 29.10.21 г. № 3052-р) [Электронный ресурс]. – URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fW032e2yA0BhtlpyzWfHaiUa.pdf>
7. Хоршев А. А., Соляник А. И. Адаптация оптимизационных моделей для планирования развития энергосистем с учетом разнородных требований по декарбонизации электроэнергетики // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2021): Труды Четырнадцатой международной конференции, Москва, 27–29 сентября 2021 г. / Под общ. ред. С. Н. Васильева, А. Д. Цвиркуна. М.: ИГУ РАН, 2021. С. 927–934. DOI: 10.25728/mlsd.2022.0227
8. Веселов Ф. В., Ерохина И. В., Макарова А. С., Соляник А. И., Уравнцева Л. В. Масштабы и последствия глубокой декарбонизации российской электроэнергетики // Теплоэнергетика. 2022. № 10. С. 32–44.
9. Веселов Ф. В., Соляник А. И., Аликин Р. О. Влияние электрификации в секторе дорожного транспорта на уровень электропотребления и суточный график нагрузки в ЕЭС России // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2023. № 1. С. 57–71. DOI 10.31857/S0002331023010077
10. Веселов Ф. В., Соляник А. И. Стимулирование инвестиций в технологическое обновление тепловой энергетики // Проблемы прогнозирования. 2019. № 1(172). С. 41–54.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

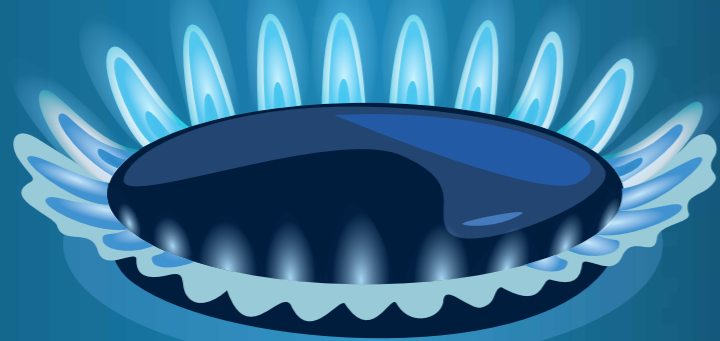
23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЕГАЗ-2024



www.neftegaz-expo.ru

15–18 апреля 2024

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+

Реклама



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



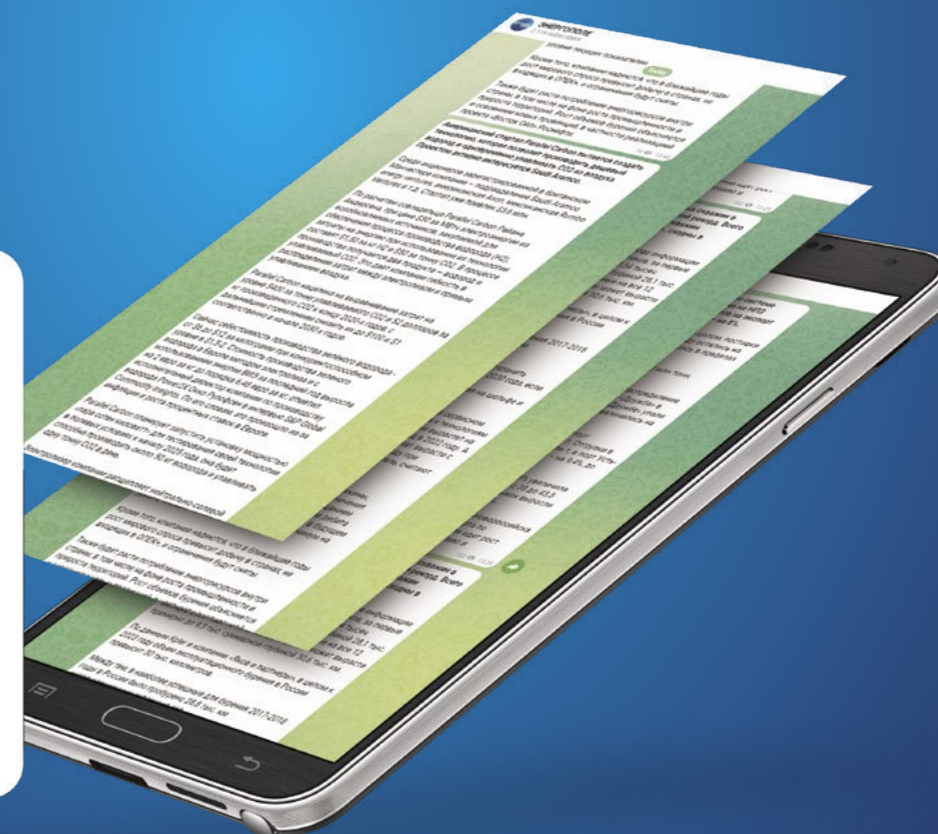
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РГАСНТИ 44.09.29

БОЛЬШЕ ИНТЕРЕСНЫХ
НОВОСТЕЙ И АНАЛИТИКИ
В НАШЕМ ТЕЛЕГРАМ-КАНАЛЕ



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

16+

РЕКЛАМА



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



НАШИ ПАРТНЕРЫ

Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2024 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



СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ



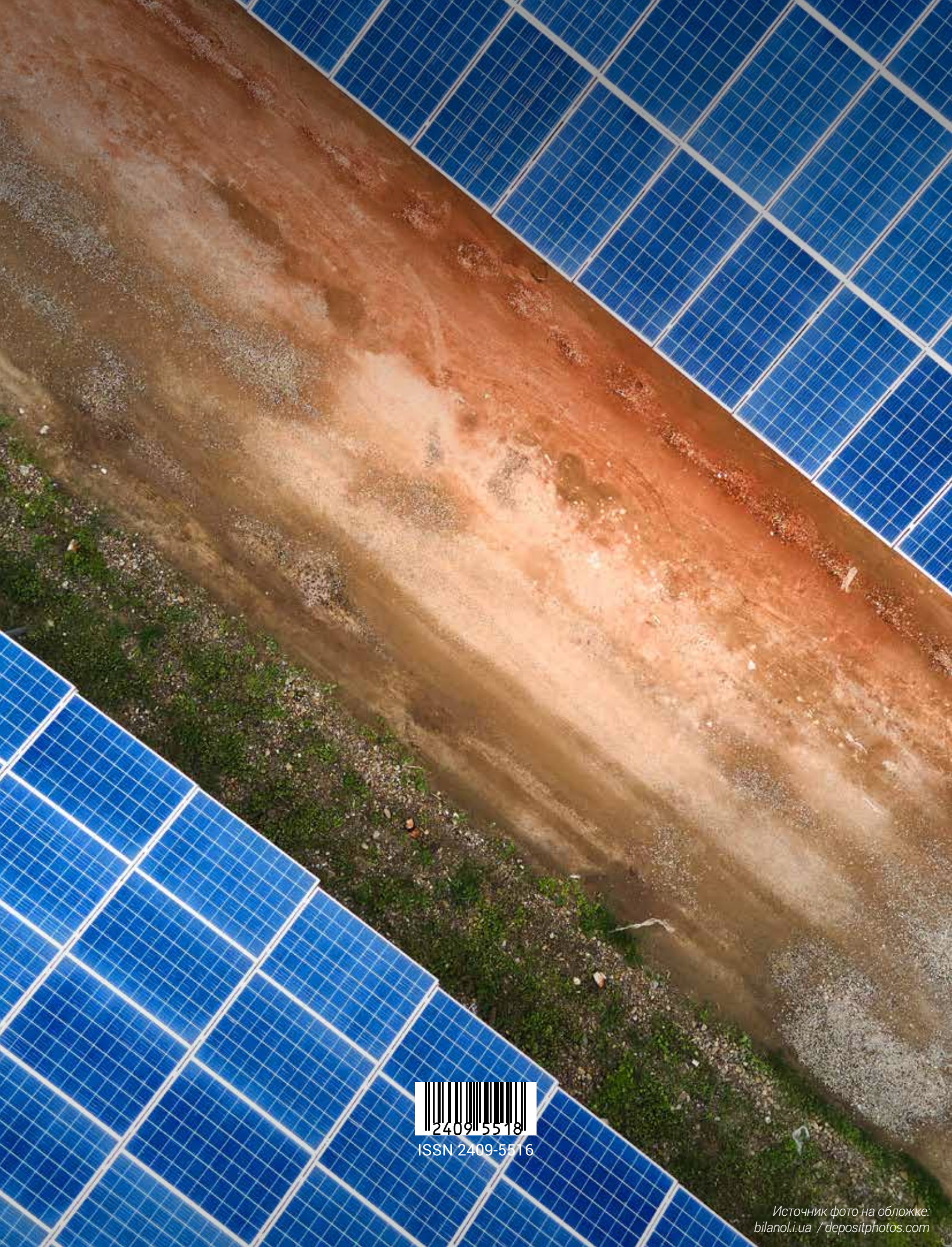
ТРАНСНЕФТЬ



СУЭК
СИБИРСКАЯ УГОЛЬНАЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ



РОССЕТИ



2409-5518

ISSN 2409-5516