

© 2023

Дмитрий Кондратов

кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник

Института экономики Российской академии наук (г. Москва, Россия)

(e-mail: dmikondratov@yandex.ru)

БУДУЩЕЕ МИРОВОГО РЫНКА ПРИРОДНОГО ГАЗА

В статье представлены анализ текущего состояния и прогнозы долгосрочного развития мирового рынка природного газа. Рассмотрены региональные и отраслевые аспекты производства и потребления газа. Особое внимание в статье уделено приоритетам развития газовой отрасли стран Восточной и Южной Азии.

В период экономического замедления дисбаланс спроса и предложения на мировом углеводородном рынке ведет его к дестабилизации. Чтобы заранее спрогнозировать такие ситуации, специалисты международных и российских организаций (Международное энергетическое агентство, BP plc, Институт энергетических исследований РАН, Институт экономики энергетики Японии) и консалтинговых компаний (IHS Markit) периодически готовят работы об эволюциях мировых энергетических рынков и последствиях для России. Практически все исследования пока не готовы в обозримом будущем назвать период появления пикового спроса на газ даже для крупнейших мировых экономик (за исключение Евросоюза и развитых стран Азии), что дает основания назвать XXI век газовым.

Ключевые слова: природный газ; долгосрочный прогноз развития энергетики; импорт и экспорт природного газа; СПГ.

DOI: 10.31857/S020736760025155-9

Природный газ — один из наиболее привлекательных и перспективных видов топлива, с 2000 по 2021 год спрос на него рос в среднем на 2,3% в год [1]. Минувшее десятилетия показывают, что указанный вид топлива активно завоевывал новые рынки. Если в 2000 г. 72,4% спроса приходилось на Северную Америку, Европу и СНГ, то в 2022 г. (оценка) уже 47,1% — на другие регионы.

Природный газ способен выполнить роль «переходного топлива» к углеводородно-нейтральной экономике в будущем. Кроме того, развитие газовой генерации как резервного источника энергии является дополнительным фактором развития возобновляемых источников энергии.

Добыча газа. По данным компании *Айчс Маркит (IHS Markit)*, валовая добыча газа в мире по итогам 2021 г. достигла 3838,0 млрд куб. м (+1,7% к уровню 2020 г.). Основным газодобывающим регионом в 2021 г. стала Северная Америка, обеспечившая 28,9% мировой добычи (или 1109,6 млрд куб. м). Европа и страны бывшего СССР обеспечили 26,8% газа (1028,4 млрд куб. м) от мировой добычи, АТР — 17,6% (677,1 млрд куб. м), Ближний Восток — 16,6% (637,1 млрд куб. м). Доля Африки в мировой добыче составила 6,2%, Латинской Америки — 3,9% (Рис.1 и Рис.2).

В 2021 г., как и в предшествующие несколько лет, крупнейшим мировым производителем газа были США (около 946,0 млрд куб. м), которые занимали

первую строчку, еще в 2012 г. обогнав Россию. Резкий рост добычи в стране в последние годы был связан с опережающим развитием добычи сланцевого газа, а также с развитием СПГ-проектов с 2015 года. США в период с 2008 г. по 2021 г. отказались от целого ряда проектов угольных электростанций, предпочитая инвестировать в газовые. Если в 2010 г. уголь обеспечивал 45,8% всей генерации в США, то к 2022 г. данный показатель снизился до 22,0% при увеличении в 1,5 раза используемых объемов газа и относительно стабильном потреблении других источников энергии на уровне 35-40%.

Увеличение добычи газа в США позволило руководству страны проводить более жесткую политику в области экологии. Еще в 2013 г. глава государства Барак Обама представил климатический план, согласно которому планировалось существенно снизить выбросы при генерации электроэнергии [2].

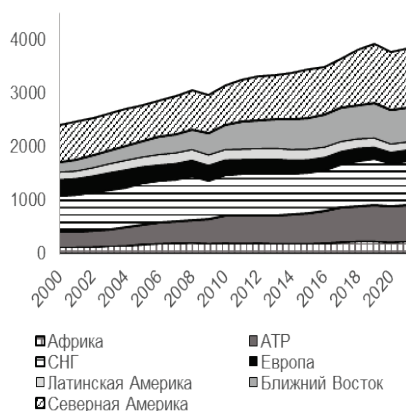


Рис. 1. Региональная структура добычи газа (млрд куб. м).

Источники: [1].

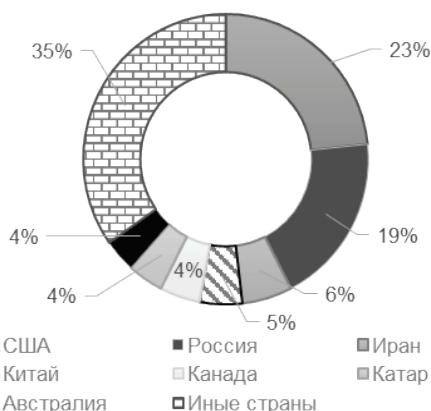


Рис. 2. Крупнейшие страны по добыче газа (2021 г., %)

Сланцевая революция, ставшая ключевым событием последнего десятилетия в газовой отрасли США и вызвавшая значительные изменения конъюнктуры мировых рынков, в настоящее время демонстрирует противоречивую динамику. На фоне сланцевых успехов у США открываются возможности для экспорта газа, однако последствия неоднозначны. С одной стороны, появится дополнительная прибыль и развитие отрасли не будет ограничиваться ёмкостью регионального рынка. С другой стороны, этот шаг может привести к ослаблению позиций отдельных секторов промышленности, особенно в условиях, когда цены на топливо у конкурентов могут снизиться за счёт американского экспорта.

Крупнейшим производителем газа также является Иран. В 2021 г. добыча природного ресурса в стране увеличилась на 1,5% (к уровню 2020 г.) и составила 236,1 млрд куб. м, в основном за счет программы газификации страны – внутренний спрос на газ в прошлом году вырос на 4,5%, или на 9,5 млрд куб. м, до 221,7 млрд куб. м.

По оценкам многих компаний и международных организаций, специалисты сходятся во мнении, что наиболее существенный вклад в увеличение предложения природного газа в мире может оказать именно данная страна благодаря месторождению Южный Парс, запасы которого составляют приблизительно 5% к общемировым. Использование потенциала этого месторождения к 2030 г. может обеспечить более 50% всего добываемого газа страны.

Экономические санкции, введенные против Ирана в конце 2011 г. США, странами Евросоюза и Совбезом ООН в ответ на отказ прекратить ядерную программу, сдерживали развитие газовой отрасли страны. В январе 2016 г., после выполнения обязательств по ядерной программе, ограничения убрали. Таким образом, с Ирана был снят запрет на экспорт продукции, а также обеспечена возможность привлечения в отрасль иностранных компаний с высоким технологическим, управленческим и финансовым капиталом. Все указанные факторы, по мнению специалистов, окажут влияние на динамику добычи природного газа в Иране.

В базовом сценарии компании *МЭА от ноября 2022 года*, в период до 2050 г. производство газа в стране может увеличиться в 1,4 раза до 319 млрд куб. м. Цена безубыточности новых месторождений Ирана находится ниже отметки в 50 долл. за 1 тыс. куб. м, что в сочетании с выгодным географическим положением страны делает иранский газ конкурентоспособным как на европейском, так и на азиатском рынке.

Одним из ведущих производителей газа на Ближнем Востоке в 2021 г. оставался Катар, который, по оценкам Международного энергетического агентства [4], незначительно нарастил добычу – до 169,2 млрд куб. м (в 2020 г. – 166,7 млрд куб. м).

В настоящее время Катар располагает мощностями для производства 77,4 млн т СПГ в год. К 2050 г., по оценкам компаний *Energy Intelligence* и *Айчс Маркет (IHS Markit)*, планируется увеличить этот показатель до 150 млн тонн. Нарращивание мощностей предусматривает строительство еще четырех технологических линий по производству СПГ.

В середине 2022 г. *Катар Энерджи (Qatar Energy)* объявила о решении увеличить производство СПГ более чем на 60% – до 126 млн т к 2027 г. Расширение еще на 49 млн т в год планируется обеспечить за счет запуска проектов North Field East LNG.

Производство газа в Канаде в последние годы остается стабильным на уровне 168–174 млрд куб. м, а в Китае возрастает по мере ввода в эксплуатацию новых месторождений. Поддерживается на высоком уровне добыча газа в Норвегии (около 119,0 млрд куб. м в 2021 г.). В список крупнейших мировых производителей газа входят также Саудовская Аравия, Алжир, Малайзия и Индонезия.

Большие перспективы по увеличению производства газа имеет Австралия (в 2021 г. — 150,8 млрд куб. м). На сегодняшний день практически вся ее добыча приходится на шельфовое месторождение северо-западного побережья — Карнарвон [5]. По мере ввода в эксплуатацию и выхода на проектную мощность других шельфовых месторождений, а также начала извлечения метана угольных пластов в бассейне Сурат-Бовен добыча газа в Австралии может превысить отметку 160 млрд куб. м к 2040 г. В последующие годы производство газа будет снижаться.

Однако следует обратить внимание на то, что большинство австралийских проектов ориентировано на экспорт СПГ, а с учетом сжижения и транспортировки цена обуславливает необходимость сохранения высоких цен на целевом для Австралии азиатском газовом рынке.

Новым важным регионом газодобычи может стать Африка. Если по состоянию на начало 2022 г. общее производство газа странами региона составляло 237,2 млрд куб. м (около 6,2% мировой добычи) и практически не влияло на совокупное предложение, то при благоприятных обстоятельствах к 2050 г. оно может превысить 498 млрд куб. м. Основной вклад в указанный рост должны внести месторождения бассейна Ровума в Мозамбике, а также шельфовые месторождения Танзании и сланцевые — Южно-Африканской Республики, в совокупности — около 95% добычи региона. Ввиду низкого внутреннего спроса, газовые проекты Мозамбика и Танзании ориентированы в основном на экспорт СПГ на азиатский и европейский рынки, где им придется столкнуться с высокой конкуренцией со стороны США, Катар и Австралии.

Сланцевые проекты ЮАР ориентированы на внутренний рынок, спрос на котором довольно высок, что повышает шансы достижения потенциально возможных объёмов добычи. Препятствием же на пути к этому могут стать возможные технологические и экологические сложности в ходе реализации проектов по добыче сланцевого газа.

Существенный прирост добычи природного газа в период с 2021 г. по 2050 г. может быть достигнут в Туркменистане (в 2021 г. производство составило 90,1 млрд куб. м). Основные надежды данной страны связаны с группой месторождений Южный Иолотань, Осман, Минара, которые в 2011 г. были объединены в одно гигантское месторождение Галканыш для более эффективного их использования. Туркменистан за счет более интенсивной разработки месторождения Галканыш может обеспечить рост производства газа в стране до 151 млрд куб. м к 2050 г.

Потребление газа. По оценкам компании *Айчс Маркит (IHS Markit)* (Рис. 3 и Рис. 4), потребление газа в мире по итогам 2021 г. [1] составило 3861 млрд куб. м (+3,2% к уровню 2020 г.).

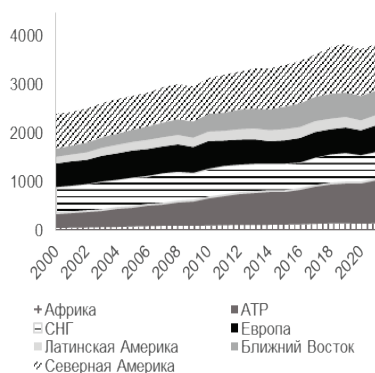


Рис. 3. Региональная структура спроса на газ (млрд куб. м).

Источник: [1].

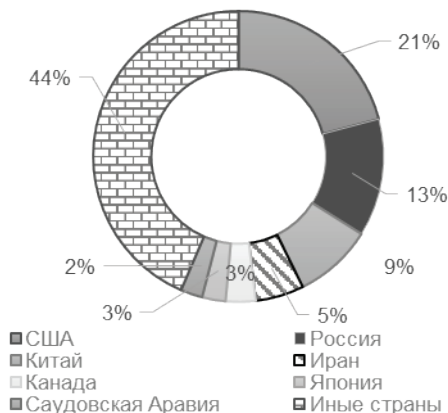


Рис. 4. Крупнейшие страны по потреблению газа (2021 г., %).

Основным потребителем газа в региональном разрезе в 2021 г. были государства Европы и бывшего СССР, обеспечившие 29,1% мирового потребления (1121,7 млрд куб. м). В Северной Америке потреблено 24,9% (960,8 млрд куб. м), АТР — 23,4% (901,6 млрд куб. м), на Ближнем Востоке — 13,3% (511,9 млрд куб. м). Доля Латинской Америки в мировом потреблении достигла 5,5% (212,1 млрд куб. м), Африки — 4,0% (153,0 млрд куб. м).

В 2021 г. крупнейшим мировым потребителем газа являлись США (842,6 млрд куб. м). За период с 2009 г. потребление газа в стране возросло на 31,9%, что было обусловлено снижением цен на внутреннем рынке из-за роста добычи сланцевого газа. Потребление газа в России [6] в последние годы достаточно быстро увеличивается по сравнению с серединой 2000-х годов и в 2021 г. составило 538,1 млрд куб. м. Продолжает наращивание поставок на внутренний рынок Иран (рост потребления за период 2013–2020 гг. — 45,0% до 221,7 млрд куб. м), чему способствует реализация программ газификации страны и возрастающие потребности в электроэнергии.

В Китае резкий рост, в 3,4 раза за период 2010–2021 гг., обусловлен вводом и расширением добычных и импортных мощностей, в Японии увеличение спроса на газ в 2012–2021 гг. было вызвано временным выводом из эксплуатации АЭС. Сейчас в указанных странах сложилась неопределенность в отношении спроса на

газ. В Японии это связано с возможными перспективами развития атомной энергетики, а в Китае — с экологией.

В 2021 г., по мере строительства и ввода в эксплуатацию новых объектов, мощности по производству СПГ в мире выросли на 3,7% до 453,9 млн т (в 2022 г. — 466,7 млн т). Совокупная мощность СПГ-заводов в США увеличилась в 2021 г. до 76,2 млн т (в 2022 г. — до 85,5 млн т), что на 148,8% больше, чем в 2019 г.

В 2021 г. объем торговли СПГ в мире вырос на 6,4% до 384,2 млн т. Несмотря на пандемию коронавируса в крупнейших азиатских странах, импорт сжиженного газа в АТР вырос на 9,4%, достигнув 279,9 млн т, благодаря растущему спросу со стороны КНР.

К 2025 г. США планируют стать ключевым игроком на азиатском рынке сжиженного природного газа (СПГ) за счет запуска достаточно перспективных проектов. Согласно долгосрочным прогнозам, к 2025 г. страна может занять до 25% общей торговли СПГ.

Производство СПГ в России. Несмотря на турбулентность на рынке углеводородов, вызванную снижением деловой активности, в 2020 г. производство СПГ в России выросло на 3,9% до 30,5 млн т. Основное производство сосредоточено на двух заводах: «Ямал СПГ» и «Сахалин-2». Проектная мощность комплексов составляла на конец 2020 г. 28,0 млн т, в том числе «Ямал СПГ» — 16,5 млн т, «Сахалин-2» — 10,8 млн т. Как видно из Рис. 5, оба предприятия производят СПГ в объемах, превышающих проектную мощность.

Кроме того, в 2021 г. «НОВАТЭК» вывел на стопроцентную загрузку четвертую технологическую линию СПГ-завода «Ямал СПГ» производительностью 0,95 млн т в год. Линия вышла на стабильное производство сжиженного природного газа. Здесь используется российская технология сжижения газа «Арктический каскад». До этого линия производила небольшие объемы СПГ в рамках пусконаладочного процесса.

«НОВАТЭК», который успешно реализовал проект «Ямал СПГ», приступил к строительству второго завода «Арктик СПГ-2» мощностью 19,8 млн т в год на полуострове Гыдан. Планы компании предусматривают рост производства СПГ до 57,0 млн т к 2030 г. Ранее сообщалось, что «НОВАТЭК» может пересмотреть планы с целью увеличения СПГ до 70 млн т.

В октябре 2022 г. «Газпром» ввел в проектную эксплуатацию среднетоннажный СПГ-завод «Портовая СПГ» в Ленинградской области мощностью 1,5 млн т, запуск которого неоднократно переносился.

Помимо арктического и северо-западного региона, Россия располагает возможностями для наращивания производства СПГ на Дальнем Востоке, но основную роль в увеличении производства СПГ отводят Арктике.

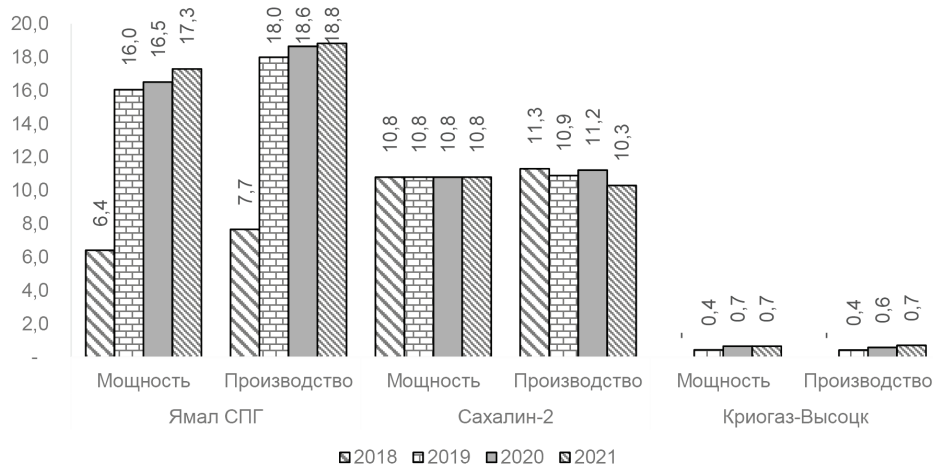


Рис. 5. Мощность и производство СПГ заводами России (млн т).

Источник: [1].

Китай. За последние десять лет спрос на первичную энергию в Китае резко вырос. В условиях экономического роста народного хозяйства указанная тенденция, по прогнозу международных энергетических и консалтинговых компаний, сохранится.

До 1993 г. Китай был чистым экспортером нефти, однако в настоящее время страна импортирует около 50% от общего объема потребления.

Сложилось мнение, что в КНР имеются безграничные потребности в энергоресурсах, что государство скупает сырьевые активы по всему миру и импортирует большую часть необходимых ресурсов. Правительство пытается изменить ситуацию и разрабатывает программу по производству собственных запасов нефти и газа.

Несмотря на большой интерес к развитию нефтедобывающей промышленности, основные надежды власти Китая возлагают на природный газ. Страна обладает потенциальными запасами трех типов топлива: традиционного природного газа, угольного метана и сланцевого газа.

По состоянию на конец 2021 г. [8], по данным *Бу-Пи (BP)*, доказанные запасы газа в Китае составляли 8,4 трлн куб. м (4,5% мировых запасов). Основные запасы природного газа в стране сосредоточены в следующих районах: провинция Сычуань (Сычуанский бассейн), провинция Шэньси (бассейн Ордос), провинция Цинхай (бассейн Кайдам) и Синьцзян-Уйгурский автономный район (Таримский и Джунгарский бассейны).

Запасы газа на шельфе Южно-Китайского моря (бассейн Йингхай, комплекс Панью) оцениваются в 1–2 трлн куб. м, на шельфе Восточно-Китайского моря (блоки Бокси и Бонан) — свыше 150 млрд куб. м. До настоящего времени

остаются неурегулированными территориальные споры в акватории Южно-Китайского моря с Вьетнамом, Индонезией, Малайзией, Филиппинами и Брунеем, а также в акватории Восточно-Китайского моря с Японией.

Запасы метана угольных пластов бассейнов Циньшуй и Ордос (восточная часть), контролируемые *Китайской национальной нефтегазовой корпорацией (КННК, CNPC)*, по итогам проведенных в 2012 г. геологоразведочных работ превысили 200 млрд куб. м. В этой области на территории страны работает ряд совместных предприятий с участием зарубежных нефтегазовых компаний. Кроме того, *КННК (CNPC)* изучает запасы сланцевого газа в провинциях Сычуань и Юннань, а *Синопек (Sinopec)* – в муниципалитете Чунцин. По оценкам Управления энергетической информации США (*EIA*), извлекаемые запасы сланцевого газа Китая составляют 31,2 трлн куб. м, что ставит страну на первое место по данному показателю в мире.

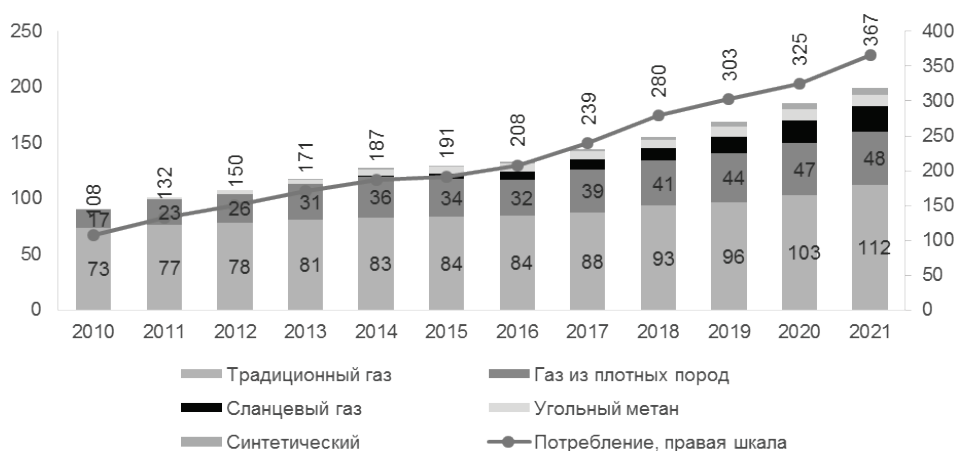


Рис. 6. Структура добычи газа в Китае и его потребление (млрд куб. м).

Источник: [8].

Газовая промышленность в Китае долгое время развивалась достаточно медленно. В 1990 г. добыча природного газа составила [4], по данным Международного энергетического агентства (*IEA*), 15,3 млрд куб. м. В связи с замедлением производства других видов ископаемого топлива (нефти и угля) интерес к газовой отрасли возрос, производство начало расти ускоренными темпами, и к 2010 г. ее уровень поднялся до 91,5 млрд куб. м.

В 2021 г. в Китае было добыто (Рис. 6), по данным компании *Айчс Маркит (IHS Markit)* [8], 199,4 млрд куб. м газа. По сравнению с 2010 г., объем добычи газа возрос в 2,2 раза, главным образом за счет освоения месторождений западных районов страны, а также шельфа Южно-Китайского моря.

Основным газодобывающим регионом Китая является Синьцзян-Уйгурский автономный район, обеспечивающий около трети суммарной добычи газа в стране.

Потребление «голубого топлива» в Китае стремительно росло до последнего времени, хотя, как отмечают специалисты, признаки замедления обозначились еще в 2014 г. В 2021 г. потребление природного газа [8] в Китае составило 366,7 млрд куб. м, на 12,7% превысив уровень 2020 г.

Ключевым фактором роста потребления является исполнение государственных программ экологической направленности. Одной из них под названием «Битва за голубое небо» к отопительному сезону 2020 г. была поставлена цель перевести более 7 млн домохозяйств на севере Китая с угля на «чистые» источники энергии, в том числе на природный газ [6].

Обеспеченность внутреннего потребления собственной добычей составила 54,4%.

В структуре потребления первичных энергоресурсов доля природного газа остается незначительной и составляет всего 8,2% [9]¹. Основными потребителями природного газа в Китае являются [8]: промышленность — 41,0%, домохозяйства — 17,3%, электроэнергетика — 16,1%, транспорт — 6,3%, общественный и коммерческий секторы — 5,0%.

В том же 2021 г., согласно данным *Айчс Маркит (IHS Markit)* со ссылкой на Главное таможенное управление КНР, страна импортировала 167,3 млрд куб. м газа, в том числе СПГ — 108,8 млрд куб. м и трубопроводного — 58,5 млрд куб. м.

Поставки трубопроводного газа в Китай производятся из Туркменистана [6], Узбекистана и Казахстана по магистральному газопроводу «Центральная Азия—Китай» (суммарно 43,9 млрд куб. м в 2021 г.). С 2013 г. поставки также начали производиться из Мьянмы по газопроводу «Мьянма—Китай» (о. Рамри—Куньмин) пропускной способностью 13 млрд куб. м в год. В 2021 г. из Мьянмы в Китай было направлено 4,2 млрд куб. м.

В 2019 г. были начаты поставки российского трубопроводного газа в Китай по магистральной системе «Сила Сибири» (в 2020 г. — 4,1 млрд куб. м, в 2021 г. — около 10,4 млрд куб. м).

Договор о поставках российского газа в Китай по магистральному газопроводу «Сила Сибири» заключен на 30 лет и предполагает ежегодную поставку 42,0 млрд куб. м. На данный объем «Газпром» выйдет к 2050 г. После выхода «Силы Сибири» на полную мощность КНР будет претендовать на звание крупнейшего по объему покупателя газа из России.

Магистральный газопровод «Сила Сибири» транспортирует газ с Чаяндинского месторождения — базового для Якутского центра газодобычи — российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай. В середине 2022 г. подача газа в «Силу Сибири» началась еще с одного месторождения — Ковыктинского, на основе которого формируется Иркутский центр газодобычи.

¹ Согласно плану развития газовой отрасли КНР, к 2025 г. общее потребление природного газа должно достичь 443,2 млрд куб. м, а его доля в структуре энергопотребления — превысить 9%.

В 2021 г. «Газпром» и правительство Монголии согласовали схему прохождения трассы «Сила Сибири-2» в Китай. Газопровод «Союз Восток» станет продолжением на территории Монголии российского газопровода «Сила Сибири-2», экспортная мощность которого может превысить мощность «Силы Сибири» более, чем в 1,3 раза. Это позволит поставлять газ из Западной Сибири на экспорт в больших объемах не только в западном, но и в восточном направлении.

Еще около 10 млрд куб. м «Газпром» сможет поставлять с дальневосточных проектов. В настоящее время идет проектирование трассы.

Таким образом, в перспективе в Китай будет поставляться 42,0 млрд куб. м в год по восточному маршруту — «Сила Сибири»; 50,0 млрд куб. м сырья ежегодно — по западному маршруту — «Сила Сибири-2»; еще 10,0 млрд куб. м — по дальневосточному маршруту.

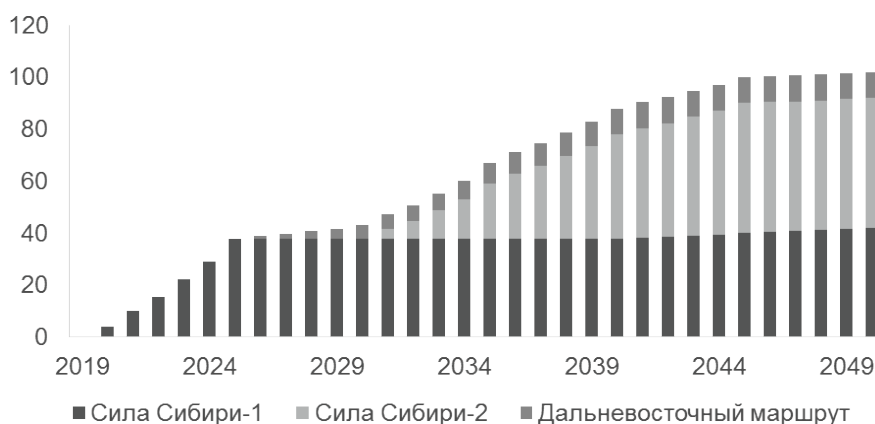


Рис. 7. График поставок трубопроводного природного газа из России в Китай (млрд куб. м).

Источник: составлено автором.

По данным компании *Айчс Маркит (IHS Markit)*, в 2021 г. поставки СПГ в Китай производились из 31 страны, однако 89,0% импорта сжиженного газа было обеспечено 7 странами: Австралией (31,1 млн т, или 39,5% общего объема СПГ), США (9,0 млн т, или 11,4%), Катаром (9,0 млн т, или 11,4%), Малайзией (8,2 млн т, или 10,4%), Индонезией (5,1 млн т, или 6,5%), Россией (4,5 млн т, или 5,7%) и Папуа-Новой Гвинеей (3,2 млн т, или 4,0%).

Стоит отметить, что после расширения Панамского канала в 2020 году поставки газа из Северной Америки (в основном из США) на рынки Китая, Японии и Южной Кореи стали дешевле, что сделало американское топливо в регионе конкурентоспособным, к тому же транспортные расходы в себестоимости СПГ занимают меньшую долю, чем затраты на добычу и сжижение. Так, по оценкам МЭА, в 2021 году экспорт СПГ из США в Китай увеличился в 2,81 раза.

В последнее время западные корпорации предлагают Китаю свои технологии добычи сланцевого газа [10], которая находилась в 2021 г. на уровне 23,0 млрд куб. м, или 11,6% к общему производству газа в стране. Специалисты отмечают, что для извлечения газа из сланцевых пород путем гидроразрыва пласта необходимо большое количество воды, а в КНР с ней проблемы. Из-за загрязнения промышленными отходами более половины водных ресурсов страны стали непригодными для питья, а треть — и для промышленного использования. Поскольку при добыче сланцевого газа в используемую для гидроразрывов воду добавляют специальные химические растворы, которые приводят к загрязнению грунтовых вод, то для КНР этот вариант не может являться оптимальным.

Еще одна проблема добычи газа из сланцев заключается в том, что такой способ извлечения может спровоцировать землетрясения. В КНР и так нередки сильные подземные толчки, которые приводят к многочисленным разрушениям и человеческим жертвам. Кроме того, себестоимость сланцевого газа гораздо выше, чем традиционного.

Прогноз потребления газа в Китае. Реформа цен на газ в КНР и повышение мировых цена углеводородное сырье замедлили увеличение спроса на импортируемый газ и еще больше подтолкнули к максимально возможному наращиванию внутреннего производства природного ресурса.

Возможностью для получения энергоресурсов внутри страны является добыча угольного метана (около 10,5 млрд куб. м в 2021 г.). Несмотря на то что при разработке указанных месторождений в Китае возникли трудности, реализация проекта продолжается. Добыча угольного метана началась недавно, подтвержденный объем запасов небольшой. Однако, согласно оценкам специалистов, общий объем составляет 10,8 трлн куб. м. Компания *КННК* (CNPC) владеет около 70% участков, на которые имеются лицензии для разработки.

В Китае существует три наиболее протяженных магистральных газопровода. Преобладают разобщенные трубопроводы небольшой длины, которые соединяют места добычи с ближайшими потребителями природного газа. Однако перспективы увеличения углеводородного сырья предполагает сооружение новых крупных магистральных трубопроводов.

В 2015 г. китайская корпорация *Синопек* (*Sinopec*) получила разрешение на строительство трубопровода мощностью до 90 млрд куб. м в год для транспортировки газа с предприятий по газификации угля. Эти мощности будут размещены в Синьцзян-Уйгурском автономном районе и Внутренней Монголии. Всего к 2024 г. предполагается построить 155 предприятий.

Газ будут транспортировать в промышленные районы на побережье Желтого и Восточно-Китайского морей. Стоимость проекта оценивается в 20 млрд долл. США. Китайские эксперты считают, что изменившаяся ситуация носит

временный характер, поэтому на отдаленную перспективу прогнозы роста потребления газа в стране остаются высокими. Согласно базовому прогнозу компании *КННК* (CNPC) и 14-му пятилетнему плану КНР, потребление газа в стране к 2025 г. достигнет 429 млрд куб. м., а к 2030 г. — 585 млрд куб. м.

Специалисты *Института экономики энергетики Японии* (*The Institute of Energy Economics, Japan*) и иные международные организации и консалтинговые учреждения (*Айчс Маркит*, *ОПЕК*) также прогнозируют достаточно высокие темпы роста спроса на газ в Китае. На период с 2020 г. по 2030 г. они составляют в среднем 4,8%, снижаясь до 1,2% в 2030–2050 годах (в базовом сценарии). Потребление газа, согласно прогнозам, вырастет с 326 млрд куб. м в 2020 г. до 522 млрд куб. м в 2030 г. и до 661 млрд куб. м в 2050 г., а его доля в суммарном энергопотреблении страны возрастет к 2050 г. до 12,4% в базовом варианте (Рис. 8).

Основной причиной повышения спроса на газ является, прежде всего, загрязнение воздуха от переработки угля, что уже привело к экологическим катастрофам в некоторых китайских городах. КНР является мировым лидером по объему сжигания угля, который здесь останется основным источником первичной энергии до 2050 г.

Одним из приоритетов четырнадцатой пятилетки Китая считается использование высокоэффективных технологий «чистого» угля, общие запасы которого в стране составляют около 1 трлн т, а разведанные — 115 млрд т. В этой связи увеличение потребления газа в Китае будет сопровождаться стабильным спросом на уголь в объеме 1,6 млрд т н.э. к 2050 г., по оценкам Института экономики энергетики Японии.

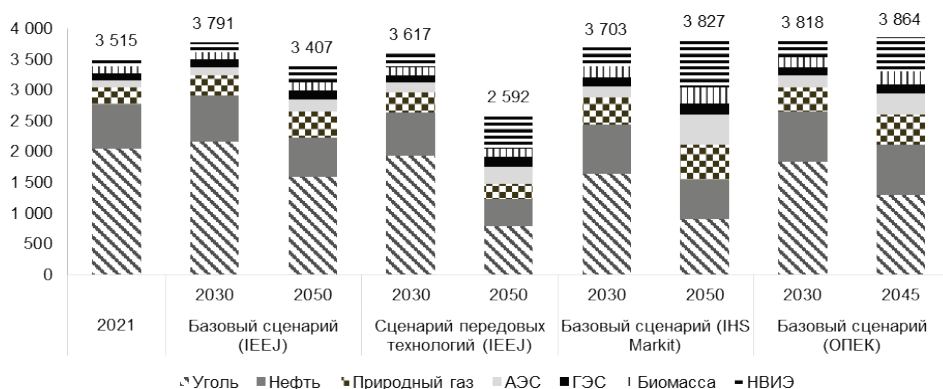


Рис. 8. Прогноз потребления первичной энергии в Китае (млн т н.э.).

Примечание: для ОПЕК использован коэффициент перевода 1 млн барр./сут = 7,32 млн т. н.э.

Источники: IEEJ, IHS Markit, ОПЕК.

Кроме того, Китай активно развивает возобновляемую энергетику, и в 2021 г., по данным Международного энергетического агентства, потратил на ее развитие более 3,0 трлн юаней. Быстрыми темпами развивается и атомная энергетика — намечено увеличение атомных блоков с нынешних 57 ГВт до 252 ГВт в 2050 г. По оценкам *Айчс Маркит (IHS Markit)*, к 2050 г. на КНР будет приходиться 50,7% мирового производства электроэнергии на АЭС, в то время как в 2021 г. указанная цифра составляла 13,4% [7].

Газовая политика США. Производство и экспорт СПГ — относительно новая отрасль народного хозяйства США. До 2015 г., когда начал работу первый американский завод по сжижению природного газа Sabine Pass, страна только импортировала указанный энергоноситель. В настоящее время в США имеется несколько крупных действующих СПГ-терминалов и ряд проектов, находящихся в стадии реализации. Американские компании планируют в 2023 г. произвести 88 млн т СПГ и таким образом в 1,8 раза увеличить объем поставок сжиженного газа на экспорт по сравнению с 2020 г.

До 2015 г. США только покупали СПГ для своих собственных нужд, поэтому все действующее законодательство страны было ориентировано на импорт. Это сделано для того, чтобы на американском газовом рынке не смогла появиться компания-монополист и диктовать цены.

Американские частные предприятия, импортирующие СПГ, не имеют право продавать его непосредственно потребителям и должны его реализовывать только на национальной газовой бирже *Генри Хаб (Henry Hub)*.

Основные объемы, которые прежде доставлялись в США из других стран, поступали на регазификационный терминал компании *Шеньер Энерджи (Cheniere Energy)* в штате Луизиана. Данная компания и реализовала проект первого СПГ-завода — *Сабин Пасс (Sabine Pass)*.

***Сабин Пасс (Sabine Pass)*.** Совокупная мощность пяти производственных линий терминала *Сабин Пасс (Sabine Pass)* составляет 25,5 млн т СПГ в год. Всего завод будет иметь шесть линий общей мощностью 30,6 млн т сжиженного газа в год (осталось запустить одну очередь на 4,1 млн т).

На строительство предприятия потребовался банковский кредит. Была выбрана толлинговая схема (сделка между владельцем газа и переработчиком), в результате которой владелец платит переработчику частью готового сырья.

Указанная схема позволила компании *Шеньер Энерджи (Cheniere Energy)* запустить в эксплуатацию СПГ-завод, сведя при этом все коммерческие риски к минимуму. Единственный элемент риска — необходимость покупать газ на бирже. Среднесрочные и долгосрочные контракты сроком от 8 до 15 лет, подписанные *Шеньер Энерджи (Cheniere Energy)* с покупателями СПГ, стали обеспечением полученного этой компанией кредита. На долю *Шеньер Энерджи (Cheniere Energy)* пришлось 5% производственных мощностей.

Ограничительная база. Чтобы приобрести СПГ, произведенный в США, нужно подписать контракт с *Сабин Пасс* (Sabine Pass) на сжижение газа и заплатить аванс за аренду оборудования. Данная сумма возврату не подлежит. С учетом того что речь идет о млрд кубометрах газа и млн тонн СПГ, авансовые отчисления составляют миллионы долларов.



Рис. 9. Производство СПГ в США (млн т).

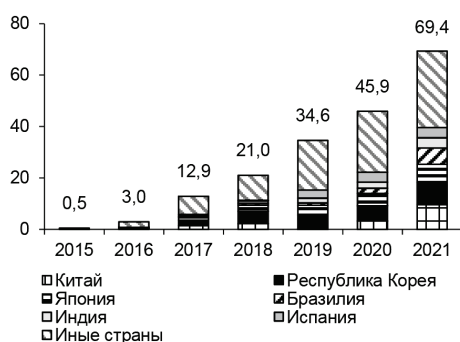


Рис. 10. Структура экспорта СПГ из США (млн т).

Источник: [1].

Затем на бирже *Генри Хаб* (Henry Hub) нужно приобрести необходимое количество газа и оплатить его доставку на завод. После сжижения газа либо оплачивается его хранение в емкостях завода, либо происходит погрузка на танкер.

Купленный в США газ, в отличие от приобретенного в Катаре, не имеет ограничений с точки зрения мест доставки. Покупателями американского СПГ являются крупные трейдеры и компании, имеющие собственные распределительные газовые сети, как, например, японские (спрос на газ в Японии очень высок).

В сложившейся ситуации получается, что СПГ, произведенный в США, невозможно направлять, например, исключительно в страны Европы. Теоретически такая возможность может появиться только тогда, когда компания *Шеньер Энерджи* (Cheniere Energy) полностью рассчитается с кредиторами и выполнит все контракты.

Корпус-Кристи (Corpus Christi LNG). По той же толлинговой схеме работает и второй крупнейший завод компании *Шеньер Энерджи* (Cheniere Energy) – *Корпус-Кристи* (Corpus Christi LNG). Производство СПГ было запущено в ноябре 2018 г. Данный СПГ-терминал находится на берегу Мексиканского залива в южной части штата Техас.

Ранее здесь располагался регазификационный СПГ-терминал, но на волне сланцевого бума в США Шеньер Энерджи (*Cheniere Energy*) посчитала целесообразным реализовать на этой площадке проект по производству СПГ.

После выхода на полную мощность к 2028 г. предприятие будет иметь десять линий общей мощностью 24,8 млн т: две линии — по 4,5 млн т каждая, одна линия — от 4,5 до 5,1 млн т и семь линий — по 1,43 млн тонн.

Таким образом, после запуска всех линий *Корпус-Кристус* (*Corpus Christi LNG*) станет крупнейшим СПГ-терминалом в США. Инвестиции в проект составят около 19,5 млрд долл. Сжиженный газ с первых двух очередей и частично с третьей очереди уже законтрактован.

Ков-Пойнт (*Cove Point*). Третий действующий американский экспортный терминал *Ков-Пойнт* (*Cove Point*) принадлежит компании *Доминион Энерджи* (*Dominion Energy*). Он находится в штате Мэриленд на побережье Чесапикского залива. Завод запущен в эксплуатацию в ноябре 2017 г. Стоимость его реализации оценивается более 4 млрд долл. США. Производственная мощность терминала составляет 5,3 млн т СПГ в 2021 г. Сырье для завода поступает со сланцевых формаций Марселлус и Утика.

В начале 2018 г. с терминала *Ков-Пойнт* (*Cove Point*) отправлена первая партия сжиженного природного газа. *Доминион Энерджи* (*Dominion Energy*) подписала долгосрочные контракты сроком до 20 лет с дочерними подразделениями индийской *ГЭЙЛ* (*GAIL*), а также японских *Сумитомо* (*Sumitomo*) и *Токио Газ* (*Tokyo Gas*).

Калькасье Пасс (*Calcasieu Pass*). В 2019 г. Федеральная комиссия в области энергетики США одобрила проект по строительству завода *Калькасье Пасс* (*Calcasieu Pass*) в Луизиане, экспортный потенциал которого составляет 10,0 млн т СПГ в год. Его стоимость оценивается порядка 5,8 млрд долл. США. Компания *Венчер Глобал* (*Venture Global*) уже заключила с *Шелл* (*Shell*) и *Бу-Пи* (*BP*) двадцатилетние контракты на поставку сжиженного газа с указанного завода.

Два года американский регулятор не давал разрешений на новые проекты, поскольку перспективы мирового СПГ-рынка были неопределенными, а в США уже имеются заводы по сжижению газа. Ситуация изменилась после того, как спрос на СПГ, как указывалось выше, стал увеличиваться в государствах Азиатско-Тихоокеанского региона (особенно в Китае, Японии и Южной Корее).

Ожидается, что еще два СПГ-предприятия выйдут на полную мощность к 2028 г. В частности, заработают все четыре линии проекта *Фрипорт ЛНДЖ* (*Freeport LNG*) в Техасе, проектная мощность которого составит 20,4 млн т СПГ в год, и завода *Камерон ЛНДЖ* (*Cameron LNG*) в Луизиане с четырьмя производственными линиями, в том числе три линии — по 14,95 млн т СПГ, одна — на 6 млн т СПГ.

В 2022 г. было принято положительное инвестиционное решение еще по некоторым СПГ-проектам, в частности *Голден Пасс ЛНДЖ* (*Golden Pass LNG*).

Если данные заводы будут построены, США смогут занять до 20,5% мирового рынка сжиженного газа.

География поставок. По данным *Айчс Маркит (IHS Markit)*, в 2021 г. США экспортировали СПГ в 32 страны мира, что составило 72,7% от общего числа импортеров.

В 2021 г. ключевыми импортерами североамериканского СПГ являлись страны АТР, на них приходилось 47,1% поставок. В 2021 г. крупнейшими покупателями СПГ из США были Китай (9,6 млн т, или 13,8% экспорта), Республика Корея (8,6 млн т, или 12,4%), Япония (7,1 млн т, или 10,2%), Индия (4,0 млн т, или 4,8%) и др.

Еще 18,2% поставок приходилось на страны Латинской Америки и Карибского бассейна. Указанный регион из-за относительной близости оценивается, как наиболее перспективный рынок сбыта для американского газа. Однако, как отмечают специалисты, этот факт не является гарантией увеличения импорта.

В свою очередь, американский СПГ уже завоевал свою нишу на ближайшие к Катару рынки Турции, Великобритании и стран Евросоюза.

США – лидер по экспорту СПГ. Большой рост мирового спроса на СПГ в течение 2021 г. активно поддерживал экспортную отрасль США, несмотря на то, что в предыдущие годы высказывались опасения, что ее развитие затормозится. Более того, американские экспортеры планируют уже в нынешнем году увеличить объем СПГ на 6,0% до 88,9 млн т.

Данные факты подтверждает прогноз *Айчс Маркит (IHS Markit)*, согласно которому США, к концу 2023 г. выйдут на чистое первое место в мире по объему экспорта СПГ, сместив Австралию и Катар.

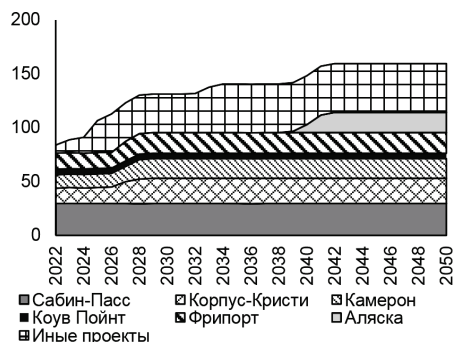


Рис. 11. Прогноз производства СПГ в США (млн т).

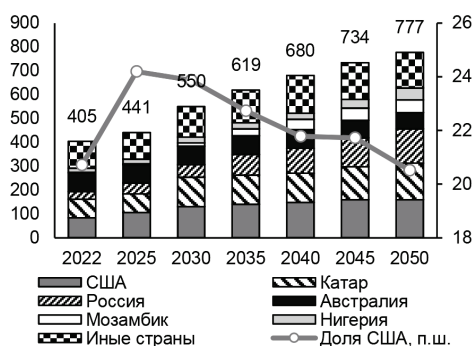


Рис. 12. Прогноз экспорта СПГ по странам (млн т).

Источник: [1].

По оценкам *Айчс Маркит (IHS Markit)*, к 2050 г. совокупные мощности для производства СПГ на планете увеличатся до 895,4 млн т. Для сравнения, в 2021 г. было произведено 384,2 млн т этого вида энергоносителя. К 2050 г. США будут производить 159,5 млн т, Катар — 153,6 млн т, Россия — 144,3 млн тонн.

Стоит отметить, что мировой спрос на СПГ до 2050 г. будет расти в среднем на 2,5% в год. Существующих в настоящий момент СПГ-мощностей недостаточно для удовлетворения текущего спроса. С 2006 г. по 2021 г. производство СПГ выросло в 2,4 раза, а количество стран-импортеров увеличилось в 2,7 раза. Согласно долгосрочным прогнозам, объем потребления мирового СПГ до 2050 г. вырастет в 2,0 раза до 777,4 млн тонн.

Таким образом, у США есть шанс добиться поставленной цели на рынке СПГ и стать крупнейшим поставщиком углеводородов на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона, однако торговые войны и споры с крупнейшими импортерами этому не явно не способствуют.

Шестствие американского газа в Европе. В 2021 г., по данным *Айчс Маркит (IHS Markit)*, поставки СПГ из США в Европу выросли на 14,8% по сравнению с 2020 г. — до 22,4 млн т.

Американский СПГ в конце 2020 г. занял первое место на рынке Европы, опередив катарский. При этом нужно отметить, что до 2015 г., когда начал работу первый в США завод по сжижению природного газа *Сабин Пасс (Sabine Pass)*, указанное государство была импортером СПГ. Крупнейшими потребителями американского СПГ в 2021 г. стали страны, где доля российского газа невелика, — Великобритания, Франция, Нидерланды и Испания.

В этой связи ряд государств (Германия, Хорватия и Кипр) в стремлении диверсифицировать источники поставок газа планируют соорудить приемные СПГ-терминалы общей мощностью около 15,0 млн т к 2030 г. Предполагается, что к 2030 г. их загрузка будет соответствовать ожидаемому Еврокомиссией уровню в 34%.

Поставки американского СПГ в Европу приносят экономический убыток тем, кто забронировал мощности по сжижению, считают эксперты Фонда национальной энергетической безопасности. По их мнению, поставки СПГ из США в Европу снизятся после того, как в Азии начнется увеличение его потребления.

Прогноз мирового потребления газа. Согласно прогнозам экспертов *Айчс Маркит (IHS Markit)*, в базовом варианте прогноза от июля 2021 г., ожидается, что спрос на газ будет до 2050 г. расти в среднем на 0,7% в год, — быстрее, чем на другие ископаемые виды топлива.

К 2050 г. мировой спрос на «голубое топливо» вырастет более чем на 22% по сравнению с 2021 г. и достигнет 4737 млрд куб. м. Ближайшие 29 лет, по мнению исследователей, будут «эрой газа», хотя и не во всех регионах мира (Рис. 13).

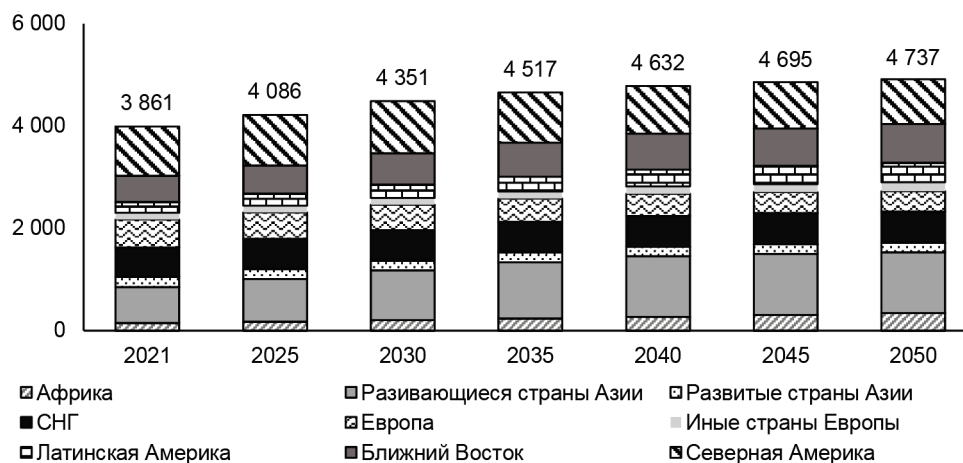


Рис. 13. Прогноз мирового потребления газа (базовый сценарий)

(млрд куб. м).

Источник: [1].

Рост спроса на газ в развивающихся странах, не входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития, будет обусловлен увеличением потребления электроэнергии. Ожидается, что в указанных государствах потребление газа в промышленности до 2050 г. будет расти быстрыми темпами одновременно с развитием соответствующих отраслей экономики. К этому периоду спрос государств с формирующимся рынком, согласно расчетам специалистов, вырастет на 69,3%. Экологические преимущества «голубого топлива» будут поддерживать, но не определять его роль на отдельных рынках, потому что перспективы газа в электроэнергетике определяются, в первую очередь, его ценой.

В ряде регионов рост потребления будет расти ускоренными темпами. Основной прирост спроса на газ ожидается в развивающихся странах Азии, доля которых в мировом масштабе, по мнению экспертов *Айчс Маркит (IHS Markit)*, вырастет с 18,1% в 2021 г. до 25,0% в 2050 г. Ожидается, что к 2050 г. Китай увеличит потребление на 350 млрд куб. м до 661 млрд куб. м, это больше, чем сейчас используют такие крупнейшие газовые рынки, как страны Европейского Союза и Россия, обеспечивая 13,1% мирового потребления и занимая второе место после США по емкости газового рынка. Значительный рост потребления демонстрируют и другие развивающиеся страны Азии, а также Ближний Восток, где ожидается, что спрос вырастет на 48,1%, а в Африке к 2050 г. — в 2,2 раза.

Высокие темпы прогнозируются в Юго-Восточной Азии. Растущая потребность в использовании газа здесь, в первую очередь, обусловлена нуждами электроэнергетики. В этом угольном регионе сокращение выбросов CO₂ становится одной из первостепенных задач. Таким образом, Юго-Восточная Азия

имеет большой стимул для расширения использования газа. Важнейший вопрос для стран, которые не располагают собственными запасами газа и вынуждены будут импортировать его возрастающие объемы, заключается в том, насколько импортный газ будет конкурентоспособен.

В то же время, в Европе наблюдается обратная картина. Если в период 2000–2010 гг. использование газа на электростанциях выросло на 85,0%, а с 2010 г. по 2013 г. сокращалось потребление угля при увеличении газовой генерации, то в период с 2013 г. по 2021 г. потребление газа и угля в генерации снизилось при возрастании доли возобновляемых источников энергии (в том числе солнечной).

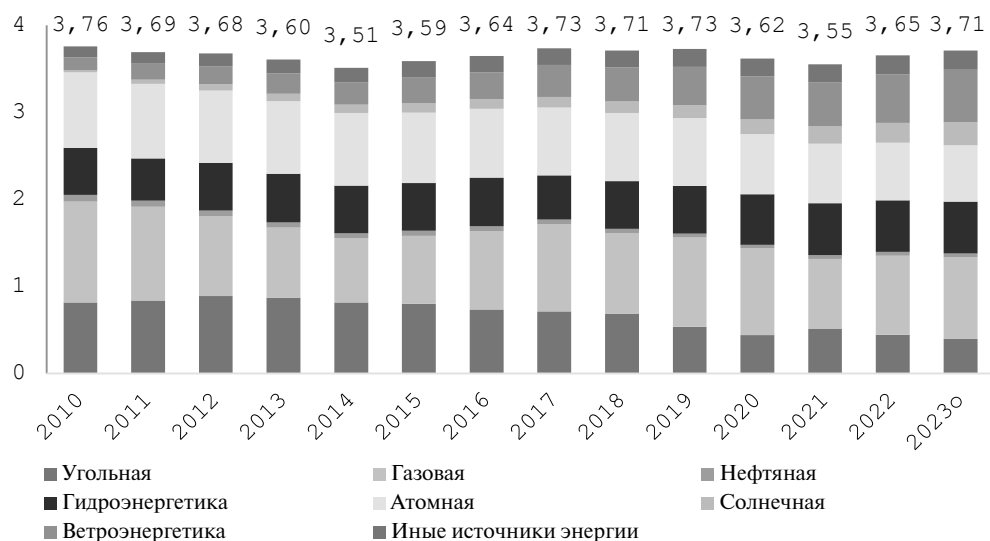


Рис. 14. Производство электроэнергии по типам генерации в странах Европы, входящих в ОЭСР (трлн кВт*ч)

Источник: [1]

По прогнозу компании *Айчс Маркит* (*IHS Markit*), европейские государства планируют к 2050 г. сократить потребление газа на 148 млрд куб. м до 400 млрд куб. м как в силу низких темпов экономического роста на фоне активного энергосбережения, так и в результате политики, направленной на продвижение альтернативных источников энергии.

Европа планирует использование всех инструментов государственной энергетической политики для снижения доли газа в своем энергобалансе. Газовая генерация в Евросоюзе постепенно становится непривлекательной в условиях субсидирования возобновляемых источников энергии. Так, по оценкам *Айчс Маркит* (*IHS Markit*), в 2022 году удельный вес газовой генерации в потреблении электроэнергии в странах Европы, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), составлял 23,8%, что на 10,9 п.п. ниже уровня 2013 года. Тогда как доля генерации электроэнергии на основе ветра и солнца увеличилась на 12,6 п.п. до 21,4% (Рис. 14).

* * *

Согласно долгосрочным прогнозам развития энергетики (базовые сценарии), к 2040 г. природный газ удовлетворит 24–26% мировой потребности в энергии и станет вторым по величине топливом после нефти (Рис. 15).

Причины расширения использования природного газа на Ближнем Востоке понятны, ведь он может заменить нефть. В США значительные поставки газа идут на электростанции для выработки электроэнергии. В то же время, 80% прогнозируемого роста потребности в природном газе приходится на развивающиеся страны во главе с Китаем, Индией и другими азиатскими странами, где большую часть природного газа необходимо импортировать, при этом ещё нести высокие транспортные затраты.

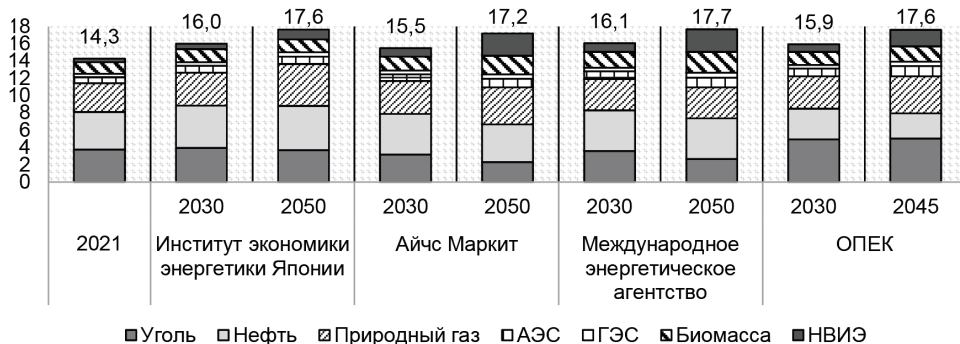


Рис. 15. Прогноз мирового потребления первичной энергии (базовые сценарии) (млрд т н.э.)

Примечание: для ОПЕК использован коэффициент перевода 1 млн барр. н.э./сутки = 7,32 млн т н.э.

Источники: [1], [11], [12], [13].

При использовании природного газа выделяется меньше загрязнений, чем от других видов ископаемого топлива, и в этом заключается его преимущество. Однако, конкуренцию газу уже составляет возобновляемая энергетика, которая совсем не загрязняет атмосферу. Более того, в некоторых европейских странах к 2025 г., по оценкам *Айчс Маркит (IHS Markit, база данных Levelized Cost of Electricity for Renewables in Europe, 2021–50)*, именно альтернативная энергетика станет более дешевым видом новых мощностей, чем природный газ (например, в Германии и Нидерландах).

Политика энергоэффективности также играет определенную роль в сдерживании потребления природного газа. В то время как электроэнергия из природного газа к 2050 г. вырастет более чем на 50%, электрические мощности смогут переработать на треть больше природного газа.

До 2050 г. на долю СПГ придется 90% прогнозируемого роста поставок газа. Трансформации газовых рынков содействует либерализация рынка Китая и других азиатских стран, а также подъем портфельных игроков — крупных компаний с набором активов в сфере поставок. Появляются новые экспортеры — число стран-поставщиков СПГ увеличилось с 13 в 2006 г. до 30 (включая реэкспорт) в 2020 г.

В долгосрочной перспективе рынок СПГ может компенсировать потери в некоторых странах при их переходе на другой вид топлива, когда будут выводиться из эксплуатации старые генерирующие мощности.

Таким образом, потребление природного газа в ключевых регионах мира, согласно долгосрочным прогнозам, будет только расти. Дальнейшее развитие данного направления зависит от строительства регазификационной структуры как в странах уже импортирующих СПГ, так и планирующих стать новыми потребителями СПГ. В этих условиях для российского природного газа открываются значительные перспективы для увеличения экспорта углеводородов, тем самым расширяя возможности присутствия РФ в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Литература

1. The 2021 IHS Markit Energy and Climate Scenarios: Global gas summary // Strategy Report. Energy and Climate Scenarios. December 2021. Available at: <https://connect.ihs-markit.com/document/show/phoenix/3274463?connectPath=EnergyClimateScenarios-LandingPage.Home.FeaturedResearch> (accessed: 29.07.2021).
2. Зуев А. XXI век под знаком газа // ТЭК России. № 4. 2016. С. 13–17.
3. IHS Markit Eurasian Gas Export Outlook — April 2021 // IHS Markit. April 2021. Available at: <https://connect.ihs-markit.com/document/show/phoenix/3956006?connectPath=Search&-searchSessionId=fed78a69-65d5-421b-897d-0e3e131fc458> (accessed: 26.04.2021).
4. IEA Natural Gas Information Statistics. IEA. October 2022. Available at: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-natural-gas-information-statistics_naturgas-data-en (accessed: 29.07.2021).
5. Зуев А. Новые производители углеводородов — кто они? // ТЭК России. № 4. 2016. С. 20–23.
6. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год // ПАО «Газпром». 2021. Available at: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2020-ru.pdf> (accessed: 01.09.2021).
7. BP Statistical Review of World Energy: BP. June 2021. Available at: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accessed: 01.09.2021).
8. China Natural Gas Data Tables, July 2021. Available at: <https://connect.ihs-markit.com/document/show/phoenix/392129?connectPath=Search&searchSessionId=ad171e3c-8f3a-484d-b1ab-ee24a5bdefd7> (accessed: 21.07.2021).
9. IHS Markit Global Energy Scenarios data set — Energy outlook to 2050. Inflections scenario. IHS Markit. July 2021. VERSION 1.0. Available at: <https://connect.ihs-markit.com/gpe/energy-climate-scenarios/dashboard/overview> (accessed: 02.08.2021).
10. Зуев А. Газовый рынок Северо-Восточной Азии // ТЭК России. № 11. 2016. С. 15–19.

11. IEEJ Outlook 2022. Challenges for Achieving Both Energy Security and Carbon Neutrality. October 2022. Available at: <https://eneken.iej.or.jp/en/whatsnew/442.html> (accessed: 03.11.2022).
12. IEA (2022), World Energy Outlook 2022, OECD Publishing, Paris. Available at: <https://doi.org/10.1787/3a469970-en> (accessed: 03.11.2022).
13. OPEC (2022). World Oil Outlook 2045 (WOO), OPEC Secretariat, Vienna. Available at: <https://woo.opec.org/> (accessed: 03.11.2022).

Dmitriy Kondratov (e-mail: dmikondratov@yandex.ru)

Ph.D. in Economics, Leading Researcher,

Institute of Economy of the Russian Academy of Sciences (RAS)

(Moscow, Russia)

THE FUTURE OF THE GLOBAL MARKET FOR NATURAL GAS

The article presents an analysis of the current state of the global market for natural gas and some forecasts for its long-term development. Regional and sectoral aspects of gas production and consumption are considered. Particular attention is paid to the development priorities of the gas industry in the countries of East and South Asia. During the period of economic slowdown, the imbalance of supply and demand in the global hydrocarbon market leads to its destabilization. In order to predict such situations, experts from international and Russian organizations (International Energy Agency, BP plc, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Institute of Energy Economics of Japan) and consulting companies (IHS Markit) periodically publish works on the evolution of world energy markets and the possible consequences for Russia and other countries. Nevertheless, in the foreseeable future none of the authors is likely to predict the period of peak gas demand even for the world's largest economies (with the exception of the European Union and developed countries of Asia), which gives reason to call the twenty hundreds "the century of natural gas".

Keywords: natural gas; long-term forecast of energy development; import and export of natural gas; LNG.

DOI: 10.31857/S020736760025155-9