

Глобальная конкуренция за рынок природного газа в АТР

А. О. МАСЛЕННИКОВ

E-mail: maslennikov@imemo.ru; ORCID: 0000-0001-5377-4702

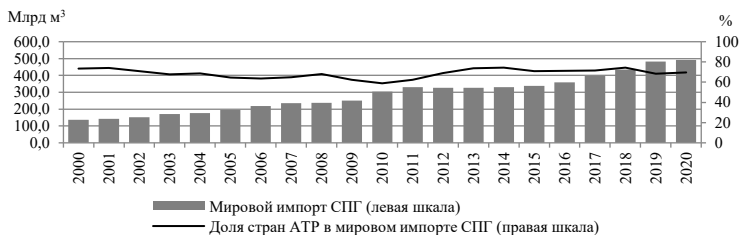
Центр энергетических исследований ИМЭМО им. Е. М. Примакова РАН, Москва

Аннотация. В статье анализируются перспективы развития рынка сжиженного природного газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе со стороны спроса, предложения и механизма ценообразования. Показано, что совокупная мощность проектов по строительству новых газосжижающих терминалов, находящихся на продвинутой стадии проработки, покрывает даже достаточно оптимистичные прогнозы динамики спроса на СПГ в АТР и в мире в целом вплоть до 2040 г., что будет способствовать ужесточению конкуренции среди крупнейших экспортеров СПГ. Анализ динамики цен на природный газ в 2020–2021 гг. показывает текущую неготовность спотового рынка сжиженного газа в АТР взять на себя лидирующую роль в ценообразовании долгосрочных газовых контрактов в этом регионе. Но авторы выявляют предпосылки для продвижения в качестве инструмента ценовой привязки в таких контрактах европейской спотовой цены газа в хабе TTF.

Ключевые слова: СПГ; природный газ; ценообразование; ЖКМ; TTF; нефтяная индексация; долгосрочные контракты; экспорт газа; АТР

JEL: L10, Q41, Q48

Мировой рынок сжиженного природного газа за последние пять лет значительно вырос. В 2020 г. глобальный импорт СПГ достиг 492 млрд м³ и на 45% превысил уровень 2015 г. (рис. 1), при этом среднегодовой темп роста этого показателя в 2016–2019 гг. составил более 9%. В 2020 г. масштабное сокращение экономической активности по всему миру из-за мер по борьбе с распространением инфекции COVID-19 притормозило развитие рынка, однако даже в этот кризисный год мировой импорт СПГ вырос на 1,7%.



Источник рис. 1–3. Рассчитано по данным BP. Statistical Review of World Energy 2020 и Reuters Eikon database.

Рис. 1. Динамика объема мирового импорта СПГ (млрд м³) и доли стран АТР (%) в 2000–2020 гг.

Перспективы спроса на СПГ в АТР

Страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) остаются главным регионом потребления СПГ – в 2020 г. они обеспечили 70% глобального импорта сжиженного газа. При этом страновая структура спроса в этом регионе существенно трансформируется. В 2017 г. Китай обошел Южную Корею и стал вторым после Японии крупнейшим импортером СПГ в макрорегионе (рис. 2). При сохранении текущей динамики он может обогнать Японию по этому показателю уже в 2022 г. В целом за последние пять лет импорт СПГ в Китае возрос на 65 млрд м³, что обеспечило почти две трети совокупного прироста в АТР. Также за этот период значительно нарастили импорт сжиженного природного газа Индия (15 млрд м³), Южная Корея (10), Пакистан (8) и Бангладеш (6 млрд м³) (рис. 3).

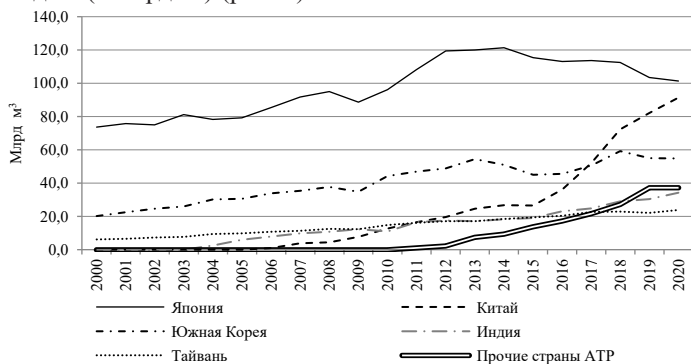


Рис. 2. Динамика импорта СПГ в АТР в разрезе стран в 2000–2020 гг., млрд м³

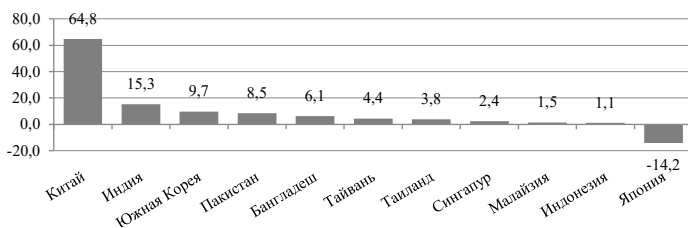


Рис. 3. Прирост импорта СПГ в странах АТР в 2016–2020 гг., млрд м³

Быстрый рост спроса на природный газ в Китае обусловлен государственной политикой замещения угля в электроэнергетике [Meidan, 2020], текущим низким уровнем потребления газа, а также значительным масштабом китайской экономики. Доля этого энергоносителя в структуре первичного потребления энергии КНР в 2019 г. составляла около 8%, что значительно уступает показателям большинства других крупных экономик региона АТР, за исключением Индии (табл. 1). При этом доля газа в генерации электроэнергии в КНР еще ниже и не превышала 3% в 2019 г.

Таблица 1. Крупнейшие потребители энергии в АТР: доля газа в энергобалансе

Страна	Потребление первичной энергии, эДж	Доля газа	
		в потреблении первичной энергии, %	в генерации электроэнергии, %
Китай	141,7	7,8	3,2
Индия	34,1	6,3	4,6
Япония	18,7	20,8	35,0
Южная Корея	12,4	16,3	25,8
Индонезия	8,9	17,7	18,5
Австралия	6,4	30,2	20,5
Таиланд	5,6	32,6	65,3
Тайвань	4,8	17,4	33,2
Малайзия	4,3	35,7	40,1
Вьетнам	4,1	8,6	19,0
Для сравнения:			
США	94,6	32,2	38,6
Европа	83,8	23,8	19,2
Россия	29,8	53,7	46,5

Источник. Рассчитано по данным BP. Statistical Review of World Energy 2020.

Пока темпы продвижения природного газа в электроэнергетике КНР отстают от поставленных правительством целей. В 13-й Пятилетний план на 2016–2020 гг. объем генерирующих газовых мощностей на 2020 г. был заложен на уровне 110 ГВт, в то время как в сентябре 2020 г. этот показатель составлял

97 ГВт [Qin, 2020]. Сдерживает продвижение газа в китайской электроэнергетике высокая доля импорта и повышенные риски возникновения перебоев в электрогенерации из-за нехватки газа, что наблюдалось зимой 2017/2018 гг. [Enkins, 2021].

Однако учитывая объявленные Китаем цели по достижению пика выбросов к 2030 г. и карбоновой нейтральности к 2060 г., которые были подтверждены на глобальном климатическом саммите в апреле 2021 г.,¹ КНР неизбежно продолжит наращивать потребление природного газа. Китай является крупнейшим эмитентом выбросов CO₂, а удельные выбросы парниковых газов в газовой генерации на 50% меньше, чем в угольной [Qin, 2020].

При этом задача снижения выбросов становится для Китая все более значимой не только с экологической, но и с экономической точки зрения. Планы стран ЕС по введению трансграничного углеродного налога негативно скажутся на конкурентоспособности компаний с высоким углеродным следом. Это может серьезно затормозить развитие всей экономики Китая, где экспортный спрос по-прежнему остается главным драйвером экономического роста².

Политика Китая по снижению выбросов парниковых газов и углеродного следа экспортируемой продукции будет способствовать росту потребления природного газа, а следовательно, и импорта СПГ. В 2021 г. в КНР была запущена национальная система торговли квотами (ETS), которая заменила действующие сейчас восемь региональных ETS, запущенных после 2011 г. Сейчас национальная ETS охватывает компании в секторе генерации электроэнергии, но затем будет расширена и на другие энергоемкие отрасли, включая производство стали и нефтехимию³.

В конце 2019 г. в Китае создана государственная компания PipeChina, которая консолидировала инфраструктурные газовые активы (газопроводы, регазификационные СПГ терминалы

¹ Climate change: China aims for 'carbon neutrality by 2060'. Available at: <https://www.bbc.com/news/science-environment-54256826> (accessed 17.05.2021).

Here's what countries pledged on climate change at Biden's global summit. Available at: <https://www.cnbc.com/2021/04/22/biden-climate-summit-2021-what-brazil-japan-canada-others-pledged.html> (accessed 17.05.2021).

² China's Economy: Current Trends and Issues. (2021). Congressional Research Service. Available at: <https://fas.org/srgp/crs/row/IF11667.pdf> (accessed 17.05.2021)

³ China's national emissions trading may launch in mid-2021 Securities Times. Available at: <https://www.reuters.com/article/us-china-climatechange-ets-idUSKBN29G083> (accessed 17.05.2021).

и газохранилища) трех крупнейших национальных нефтегазовых компаний: CNPC, Sinorec и CNOOC. Декларируемой целью этой реформы является упрощение доступа независимых игроков к газовой инфраструктуре, что также будет способствовать продвижению газа в энергетике [Li et al., 2020].

В апреле 2021 г. центральный банк КНР выпустил новый каталог отраслей, в которых возможен выпуск «зеленых» облигаций. В данный список были введены проекты по строительству регазификационных терминалов и магистральных газопроводов⁴. При этом из перечня были исключены большинство проектов в секторе ископаемой энергетики, в том числе технологии «чистого угля». Новые стандарты вступают в силу 1 июля 2021 г. и заменят предыдущий перечень «зеленых» отраслей, действовавший с 2015 г.

Включенные проекты получают государственную поддержку, что будет дополнительно стимулировать процесс расширения инфраструктуры по импорту сжиженного газа, который уже набирает обороты. В 2021 г. в КНР ожидается прирост регазификационных мощностей на 23 млрд м³ за счет расширения пяти и ввода в эксплуатацию двух новых терминалов по приему СПГ [Liang, Ang, 2021]. Совокупная мощность строящихся регазификационных терминалов в Китае составляет 63 млрд м³.

Таким образом, в средне- и долгосрочной перспективе Китай будет выступать главным фактором роста рынка СПГ в АТР и в мире в целом. Международное энергетическое агентство (МЭА) прогнозирует, что прирост импорта газа в КНР в 2020–2040 гг. составит 230 млрд м³, основная его часть придется на СПГ⁵. Однако масштабы увеличения объема импорта сжиженного газа в этой стране будут определяться в первую очередь темпами вытеснения угля в электроэнергетике и могут оказаться как ниже, так и выше этой оценки.

Важным фактором неопределенности являются и перспективы добычи собственного газа в КНР. МЭА⁶ ожидает

⁴ China takes fossil fuel projects off green bond list. Available at: <https://www.argusmedia.com/en/news/2208896-china-takes-fossil-fuel-projects-off-green-bond-list> (accessed 17.05.2021).

⁵ Рассчитано как прогноз прироста спроса на СПГ за вычетом прогноза прироста внутренней добычи газа IEA. World Energy Outlook 2020.

⁶ IEA. World Energy Outlook 2020

увеличения внутренней добычи газа в Китае к 2040 г. на 102 млрд м³, в то время как по более сдержанным оценкам Rystad Energy⁷, этот показатель может составить всего 36 млрд м³, что будет означать более быстрый рост газового импорта.

Вторым после Китая крупнейшим драйвером глобального рынка СПГ в среднесрочном периоде будет **Индия**. Согласно прогнозу МЭА⁸, прирост импорта сжиженного природного газа в индийской экономике составит около 90 млрд м³ в 2020–2040 гг.⁸ Эта оценка достаточно консервативна, поскольку предполагает лишь незначительный (на 10%) рост использования газа в электроэнергетике, а основной прирост спроса ожидается в промышленности, прежде всего в секторе газохимии и в производстве удобрений. В случае более быстрого продвижения газа в электроэнергетике, где его доля в 2019 г. составляла всего 4,6%, прирост импорта СПГ может быть более значительным.

Факторами риска для импорта СПГ в Индии являются низкая платежеспособность населения и необходимость осуществления сопутствующих масштабных инвестиций в инфраструктуру. При этом Индия реализует инвестиционную программу, направленную на расширение использования природного газа. В настоящее время в этой стране строятся более 14 тыс. км новых газопроводов, что сопоставимо с совокупной протяженностью существующей газопроводной сети в 19 тыс. км⁹.

В **Японии**, крупнейшем на сегодня импортере СПГ, потребление природного газа, напротив, с 2015 г. находится на нисходящем тренде, который сохранится и в среднесрочной перспективе. Это неизбежно приведет к сокращению импорта, который обеспечивает 98% спроса на сжиженный газ в этой стране. Тем не менее ожидается, что вытеснение природного газа из сектора электроэнергетики (за счет продвижения новых возобновляемых источников энергии и постепенным восстановлением атомной генерации) будет частично компенсировано увеличением спроса на газ в промышленности, а также со стороны домохозяйств и в коммерческом секторе. По прогнозу

⁷ Rystad Energy UCube database. (accessed 17.05.2021)

⁸ Indian gas demand to soar but challenges ahead: IEA. Available at: <https://www.argusmedia.com/en/news/2185196-indian-gas-demand-to-soar-but-challenges-ahead-iea> (accessed 17.05.2021).

⁹ Wood Mackenzie. (2020). India LNG long-term outlook 2020. Available at: <https://www.woodmac.com/reports/lng-india-lng-long-term-outlook-2020-452370> (accessed 17.05.2021)

МЭА, к 2040 г. импорт СПГ в Японии снизится всего на 19 млрд м³. Таким образом, в масштабах макрорегиона снижение японского импорта не будет значительным на фоне ожидаемого прироста спроса на газ в других странах.

В целом средне- и долгосрочные прогнозы мирового спроса на СПГ предполагают значительный рост этого рынка, но при этом сильно различаются. К 2030 г. МЭА, Royal Dutch Shell и Rystad Energy ожидают прироста глобального спроса на СПГ на 180, 230 и 300 млрд м³ соответственно (табл. 2). В перспективе 2040 г. Shell прогнозирует рост глобального спроса на сжиженный газ на 490 млрд м³, что означает увеличение вдвое мирового рынка СПГ. Прогноз МЭА значительно скромнее и предполагает рост этого показателя на 360 млрд м³ за то же время.

Очевидно, что все азиатские импортеры природного газа будут стараться диверсифицировать поставки как по способу доставки (трубопроводный, СПГ), так и по поставщикам [Vivoda, 2019].

Таблица 2. Прогнозы прироста глобального спроса на СПГ до 2040 г., млрд м³

Показатель	2021–2030 гг.	2021–2040 гг.
МЭА 2020	180	360
Shell 2020	230	490
Rystad 2021	300	н.д.

Источник. Рассчитано по данным IEA. World Energy Outlook 2020, Royal Dutch Shell. LNG Outlook 2021. Available at: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html> (accessed 17.05.2021); Rystad Energy. Go big or go home: Qatar reclaims LNG market share with North Field FID. Available at: <https://www.rystadenergy.com/clients/articles/gas-markets/2021/what-are-the-chances-that-nord-stream-2-is-completed-in-20212/> (accessed 17.05.2021)

Перспективы предложения: ужесточение конкуренции

Конкуренция за рыночные ниши на растущем глобальном рынке СПГ ужесточается. В 2019 г. совокупный объем принятых окончательных инвестиционных решений (ОИР) по строительству новых газосжижающих терминалов в мире достиг рекордной величины в 96 млрд м³. В 2020 г. на фоне пандемии COVID-19 и снижения цен на газ был одобрен лишь один проект строительства СПГ-терминала мощностью 4,4 млрд м³ в год. Однако уже в начале 2021 г. гонка ОИР в этом секторе возобновилась.

По состоянию на конец первого квартала 2021 г.¹⁰ совокупная мощность строящихся СПГ-терминалов в мире составляла 195 млрд м³.

Кроме того, значительное число проектов в мире в настоящее время находится на продвинутой стадии подготовки к ОИР. Их реализация только в США и Катаре дополнительно обеспечит 289 млрд м³ прироста глобальных СПГ мощностей, что в сумме с уже строящимися терминалами соответствует оптимистичному прогнозу Royal Dutch Shell по приросту мирового спроса на сжиженный газ до 2040 г. и более чем на треть превышает прогноз МЭА (см. табл. 2).

Агрессивную экспансию на мировой рынок СПГ осуществляют **американские компании**. В 2020 г. в США были введены в эксплуатацию пять СПГ-терминалов, в результате чего совокупная мощность американских СПГ-заводов возросла почти на треть – до 107 млрд м³. При этом американские регуляторы уже одобрили еще 15 проектов по строительству газосжижающих мощностей в сумме на 267 млрд м³, крупнейшие из которых – Driftwood LNG (38 млрд м³) и Rio Grande LNG (35 млрд м³). До принятия окончательных инвестиционных решений этим проектам недостает главным образом заключенных долгосрочных контрактов на экспорт продукции. В целом можно констатировать, что ожесточенная конкуренция за будущий спрос на СПГ, прежде всего в регионе АТР, ведется уже сегодня.

В 2020 г. США возобновили поставки СПГ на быстрорастущий рынок Китая после того, как тот снизил импортные пошлины на американский газ, которые были введены в 2018–2019 гг. в разгар торговой войны с США [Liang et al., 2020]. В первом квартале 2021 г. Китай импортировал из США рекордные 2,6 млрд м³ СПГ¹¹.

Компании, разрабатывающие новые СПГ-проекты в США, в борьбе за рынки сбыта готовы идти на более рискованные условия контрактов. Так, Tellurian (проект Driftwood LNG) начала предлагать потенциальным покупателям контракты на продажу сжиженного газа сроком на 10 лет, в то время как проекты

¹⁰ Рассчитано как сумма мощностей строящихся СПГ терминалов на конец 2020 г. по данным GHGNL Annual Report 2021 и мощностей проектов, окончательные инвестиционные решения по которым были приняты в первом квартале 2021 г.

¹¹ Reuters Eikon database

первой волны американского СПГ были обеспечены 20-летними контрактами. Также Tellurian готова заключить контракты с ценовой привязкой к спотовым ценам на газ в Европе и АТР вместо цены в американском Henry hub, что также более рискованно для производителя, но более привлекательно для потребителей [Evans, 2021].

Разрабатывающая проект Rio Grande LNG компания NextDecade пытается привлечь спрос на свой СПГ за счет включения в проект установок по улавливанию углерода¹². В конце 2020 г. французская Engie заморозила переговоры с NextDecade по заключению контракта на приобретение СПГ из-за высокого углеродного следа американского сланцевого газа [Elliott, Weber, 2020]. Вообще, покупатели СПГ при заключении новых контрактов все чаще стали требовать детального раскрытия углеродного следа по всей производственной цепочке – от скважины до импортирующего терминала – такие контракты заключили Chevron и Qatar Petroleum с сингапурской Pavilion Energy Trading & Supply в конце 2020 г. и начале 2021 г. соответственно¹³. Крупнейший производитель американского СПГ Cheniere Energy в феврале 2021 г. объявила о намерении мониторить углеродный след каждого танкера СПГ для всех покупателей [Adler, 2021].

Масштабная инвестиционная программа **Катара** по наращиванию газосжигающих мощностей также усиливает конкуренцию за рынки сбыта. В начале 2021 г. Катар принял решение о строительстве четырех СПГ-терминалов совокупной мощностью 43,5 млрд м³ в рамках первой фазы расширения Северного месторождения¹⁴. Учитывая высокую ожидаемую рентабельность этого проекта, который окупается уже при цене газа в АТР в 4,3 долл. за млн б.т.е¹⁵., можно ожидать,

¹² NextDecade proposes carbon capture for Texas Rio Grande LNG project. Available at: <https://www.reuters.com/business/energy/nextdecade-proposes-carbon-capture-texas-rio-grande-lng-project-2021-03-19/> (accessed 17.05.2021).

¹³ Chevron, Singapore's Pavilion sign LNG supply deal. Available at: <https://www.argusmedia.com/en/news/2189119-chevron-singapores-pavilion-sign-lng-supply-deal> (accessed 17.05.2021), Singapore's Pavilion inks first long-term LNG deal with Qatar. Available at: <https://www.reuters.com/article/singapore-qatar-lng/singapores-pavilion-inks-first-long-term-lng-deal-with-qatar-idINL4N2HS2VX> (accessed 17.05.2021).

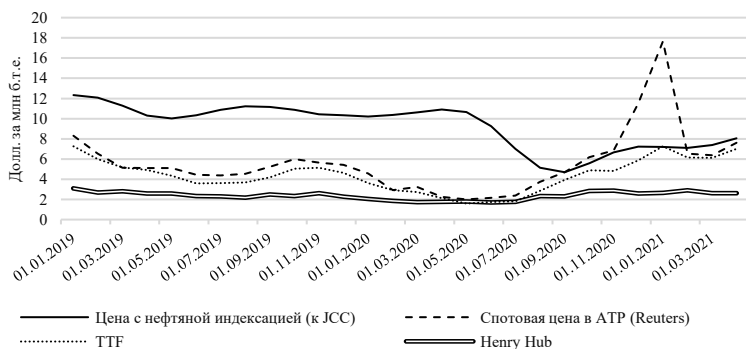
¹⁴ Qatar Petroleum signs deal for mega-LNG expansion. Available at: <https://www.reuters.com/article/qatar-petroleum-lng-int-idUSKBN2A81ST> (accessed 17.05.2021).

¹⁵ Rystad Energy. Go big or go home: Qatar reclaims LNG market share with North Field FID

что его вторая фаза, предполагающая строительство еще двух терминалов мощностью 22 млрд м³, также будет реализована. Цена безубыточности нового катарского СПГ на рынке АТР значительно ниже, чем у американского газа, которая даже в сценарии низких издержек превышает 6 долл. за млн б.т.е. [Жуков и др., 2019].

Трансформация механизма ценообразования на СПГ в АТР

Сильные изменения спроса на газ, вызванные пандемией COVID-19, привели к значительному росту ценовой волатильности. Начиная с апреля 2020 г. спотовые цены на газ на трех региональных рынках – в США, Европе и АТР – практически сравнялись и опустились до уровня 2 долл. за млн б.т.е. и ниже (рис. 4). Однако этот пониженный ценовой уровень не является устойчивым, особенно для азиатского и европейского рынка, и уже с августа 2020 г. спотовые котировки газа начали расти. При этом восстановление спроса на газ в странах АТР совпало с ранним наступлением холодов в этом регионе, что привело к росту среднемесячной азиатской цены на СПГ до 17,7 долл. за млн б.т.е., т.е. почти в девять раз за восемь месяцев.



Источник: рассчитано по данным Bloomberg и Reuters Eikon database.

Рис. 4. Динамика спотовых и контрактных цен на СПГ в 2019–2021 гг., долл. за млн б.т.е.

Чрезмерная ценовая волатильность в АТР наглядно продемонстрировала риски от перехода на локальные спотовые цены в механизме ценообразования как для продавцов, так и для покупателей СПГ. Это во многом объясняется все еще невысокой ликвидностью мирового рынка сжиженного газа и недостаточным уровнем развития физической газовой инфраструктуры в АТР, прежде всего обособленностью локальных рынков газа друг от друга и нехваткой мощностей по хранению [Zeng et al., 2020].

Глобальный танкерный флот СПГ также не обладает запасом мощности, о чем свидетельствует наблюдаемая высокая волатильность стоимости фрахта. Это еще более ограничивает возможности для арбитражных операций между европейским и азиатскими рынками СПГ, что в свою очередь снижает способность этих рынков гибко подстраиваться под шоки спроса и предложения.

С одной стороны, кризис 2020 г. на рынке СПГ подчеркнул преимущества доминирующей в настоящее время нефтяной индексации в долгосрочных газовых контрактах в АТР [Wang et al., 2020] с точки зрения стабильности цены и должен затормозить едва начавшийся процесс продвижения индекса Japan Korea Marker (JKM) в качестве инструмента ценовой привязки в этом регионе (первый срочный контракт, индексированный по JKM, был заключен в 2019 г.) [Масленников, 2020]. С другой стороны, мы считаем вполне вероятным, что рыночные игроки сочтут целесообразной привязку цены в срочных СПГ контрактах в АТР к европейской спотовой цене на газ в хабе TTF.

Для такого развития событий в настоящее время сложились определенные предпосылки. Во-первых, котировки TTF и спотовые цены на газ АТР характеризуются схожей ценовой динамикой (см. рис. 4). Во время кризиса, вызванного пандемией COVID-19, рынок газа в Европе продемонстрировал способность реагировать на изменения спроса и предложения на мировом рынке СПГ, в том числе в АТР. Так, в первом полугодии 2020 г. поставки СПГ, предназначенные для АТР, в значительной степени были переориентированы на европейский рынок. Европейские импортеры газа при этом использовали альтернативные механизмы гибкости, поддерживая повышенный уровень заполнения газохранилищ и сокращая закупки

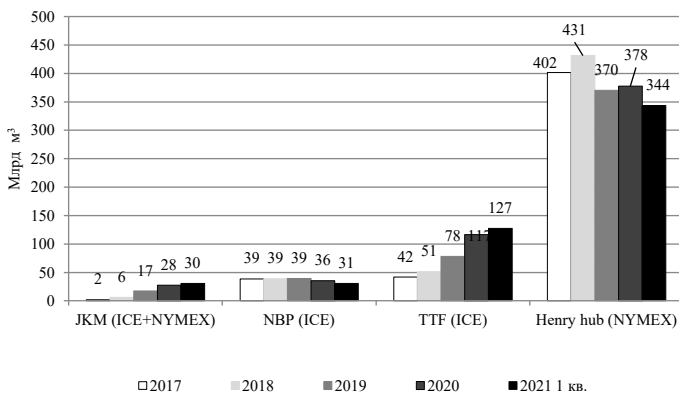
трубопроводного газа, поскольку соответствующие долгосрочные контракты в определенных пределах предусматривают такую возможность. В конце 2020 г. вслед за ростом спотовых цен на газ в АТР поставки СПГ, наоборот, достаточно быстро были переориентированы в страны этого региона, что привело к росту и европейских цен на газ.

Во-вторых, за счет различных механизмов гибкости европейский газовый рынок более устойчив к внешним и внутренним шокам, а цены менее волатильны, чем в АТР. Рынок газа в Европе интегрируют развитый трубопроводный сегмент, включающий связанную сеть газопроводов и газохранилищ, и сегмент СПГ, что сглаживает ценовые колебания. Значительную гибкость ему придают долгосрочные контракты на импорт трубопроводного газа, прежде всего российского, в которых условия «бери или плати» распространяются только на часть законтрактованного объема поставок.

В-третьих, в последние годы спотовые цены на газ в Европе были гораздо ниже цены газа в АТР, привязанного к цене так называемого японского нефтяного коктейля (JCC), что повышает привлекательность индексации к европейской цене для азиатских покупателей СПГ по сравнению с нефтяной индексацией. При этом существующий и ожидаемый избыток предложения сжиженного газа усиливает переговорную позицию покупателей.

О росте интереса участников рынка к цене газа в хабе ТТФ как к инструменту ценовой индексации может свидетельствовать быстрое увеличение объема открытых позиций по фьючерсным контрактам на этот индекс, торгуемым на бирже ICE. В первом квартале 2021 г. объем открытых позиций в этом инструменте достиг 127 млрд м³, что составляет уже более трети от соответствующего показателя по наиболее ликвидному газовому фьючерсу на цену газа в американском Henry hub (рис. 5). Рост деривативов на ЖКМ, несмотря на низкую стартовую базу, напротив, замедлился.

В то же время маловероятно, что привязка контрактов к хабу ТТФ будет доминировать: страновые рынки СПГ в АТР фрагментированы, и игроки на них будут выстраивать свои стратегии с учетом локальных факторов [Shi et al., 2019].



Источник. Рассчитано по данным Bloomberg, CME Group и Intercontinental Exchange.

Рис. 5. Динамика открытых позиций по фьючерсам на природный газ на биржах NYMEX и ICE в 2017–2021 гг., млрд м³

Перспективы России на рынке СПГ в АТР

В средне- и долгосрочной перспективе доля российского СПГ на мировом рынке сжиженного газа будет расти. На конец 2020 г. совокупная мощность российских СПГ- терминалов составляла 38 млрд м³ в год, и еще 30 млрд м³ в год находились в стадии строительства. Это позволит России к 2030 г. сохранить место в четверке крупнейших экспортеров сжиженного газа после США, Катара и Австралии. Тем не менее в условиях ужесточения конкуренции среди поставщиков СПГ обеспечение новых срочных контрактов для дальнейшего наращивания экспортных мощностей становится все более сложным.

Россия также может занять часть растущего китайского рынка газа за счет трубопроводных поставок. В декабре 2019 г. начались поставки газа в КНР по трубопроводу «Сила Сибири». В 2020 г. по этому маршруту было прокачено 4,1 млрд м³ газа¹⁶, в 2021 г. ожидается удвоение этого объема. Проектная

¹⁶ «Газпром» сообщил о выводе экспорта в КНР по «Силе Сибири» на новый уровень. URL: <https://www.interfax.ru/business/744023> (дата обращения: 13.05.2021)

мощность газопровода составляет 38 млрд м³ в год, однако возможности по расширению поставок трубопроводного газа в Китай достаточно ограничены, поскольку последний придерживается политики диверсификации поставщиков. Кроме того, экспорт СПГ отличается большей гибкостью с точки зрения возможности выбора рынка сбыта.

Российские компании, как и все другие, вынуждены приспосабливаться к новым императивам низкоуглеродной парадигмы, которая во все большей степени распространяется не только на европейский, но и на азиатские рынки газа. Так, «Газпром» в марте 2021 г. передал Shell «нейтральный по углероду» танкер СПГ с использованием углеродных сертификатов для последующей продажи в Европе¹⁷. Ранее Shell уже поставила семь подобных партий СПГ покупателям в АТР. НОВАТЭК разрабатывает проект по улавливанию и захоронению углекислого газа¹⁸. Однако для того, чтобы эти меры имели практический эффект с точки зрения сокращения углеродного следа, необходимо, чтобы оценки выбросов парниковых газов по всей производственной цепочке в секторе СПГ базировались не на отчетах самих компаний, а на независимой и верифицируемой системе контроля [Грушевенко и др., 2021].

Относительно влияния потенциальной трансформации механизма ценообразования на газ в АТР можно сделать вывод, что как сохранение нефтяной индексации, так и переход на ценовую индексацию к европейской спотовой цене газа в целом отвечает интересам российских экспортеров. Отечественные компании имеют большой опыт работы с обоими механизмами ценообразования на европейском рынке, который для них является основным с точки зрения объемов поставок. При этом ценовая привязка к TTF также будет минимизировать риски сокращения рентабельности поставок СПГ в страны АТР до уровня, существенно уступающего рентабельности экспорта трубопроводного и сжиженного газа на европейском направлении.

¹⁷ First carbon neutral LNG cargo delivered in Europe. Available at: <https://www.shell.com/business-customers/trading-and-supply/trading/news-and-media-releases/first-carbon-neutral-lng-cargo-delivered-in-europe.html> (accessed 17.05.2021).

¹⁸ Russia's Biggest LNG Producer Joins Race to Make Fuel Greener. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-03-11/russia-s-biggest-lng-producer-joins-race-to-make-fuel-greener> (accessed 17.05.2021).

Совокупная мощность потенциальных проектов по строительству новых газосжижающих терминалов, находящихся на продвинутой стадии проработки, значительно превышает даже оптимистичные прогнозы динамики спроса на СПГ в странах АТР и в мире в целом вплоть до 2040 г., что приведет к ужесточению конкуренции среди крупнейших экспортеров СПГ. Спотовый рынок сжиженного газа в АТР не готов взять на себя лидирующую роль в ценообразовании долгосрочных газовых контрактов в странах региона. Возможным инструментом ценовой привязки в таких контрактах может выступить европейская спотовая цены газа в хабе TTF.

Литература/ References

Грушевенко Е., Капитонов С., Мельников Ю., Пердеро А., Сигиневич Д. Декарбонизация в нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России / под ред. Т. Митровой, и И. Гайда. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf (дата обращения: 17.05.2021).

Grushevenko E., Kapitonov S., Mel'nikov Yu., Perdero A., Siginevich D. (2021). *De karbonizatsiya v neftegazovoi otrasli: mezhdunarodnyi opyt i priority Rossii*. Eds: T. Mitrova, I. Gaida. Tsentr energetiki Moskovskoi shkoly upravleniya SKOLKOVO. (In Russ.). Available at: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf (accessed 17.05.2021).

Жуков С. В., Масленников А. О., Синицын М. В. Факторы глобальной конкурентоспособности американского СПГ // Контуры глобальных трансформаций: политика, экономика, право. 2019. Т. 12. № 6. С. 43–70. DOI: 10.23932/2542–0240–2019–12–6–3.

Zhukov S. V., Maslennikov A. O., Sinityn M. V. (2019). Factors of Global Competitiveness of American LNG. *Outlines of Global Transformations: Politics, Economics, Law*. Vol.12. No.6. Pp. 43–70. (In Russ.). DOI: 10.23932/2542–0240–2019–12–6–3.

Масленников А. О. Мировой и региональные рынки природного газа после COVID-19 // Мировая экономика и международные отношения. 2020. Т. 64, № 10. С. 74–83. DOI: 10.20542/0131–2227–2020–64–10–74–83.

Maslennikov A. (2020). World and Regional Natural Gas Markets after COVID-19. *World Economy and International Relations*. Vol.64. No.10. Pp. 74–83. (In Russ.). DOI: 10.20542/0131–2227–2020–64–10–74–83.

Adler, K. (2021). Cheniere to disclose greenhouse gas emissions per LNG cargo in 2022. IHS Markit. Available at: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/chenierte-to-disclose-greenhouse-gas-emissions-per-lng-cargo.html> (accessed 17.05.2021)

Elliott, S., Weber, H. (2020). France's Engie pulls out of talks for US LNG import deal with NextDecade: company. Platts. Available at: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/110320-frances-engie-pulls-out-of-talks-for-us-lng-import-deal-with-nextdecade-company> (accessed 17.05.2021)

Enkins, M. (2021). Chinese domestic LNG price spikes again: How is it different from the 2017/18 winter? IHS Markit. Available at: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/chinese-domestic-lng-price-spikes-again-how-is-it-different.html> (accessed 17.05.2021)

Evans, C. (2021). Tellurian 'Adapts' Driftwood LNG Plans on Heels of Covid-19. Available at: <https://www.naturalgasintel.com/tellurian-adapts-driftwood-lng-plans-on-heels-of-covid-19/> (accessed 17.05.2021)

Li, J., She, Y., Gao, Y., Li, M., Yang, G., & Shi, Y. (2020). Natural Gas Industry in China: Development Situation and Prospect. *Natural Gas Industry B*. Vol. 7(6). Pp. 604–613. DOI:10.1016/j.ngib.2020.04.003

Liang, C., Ang, S. (2021). Commodities 2021: China's natural gas demand set to hit new record. Platts. Available at: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/010721-commodities-2021-chinas-natural-gas-demand-set-to-hit-new-record> (accessed 15.05.2021)

Liang, C., Zhou, O., Ang, S., Hussain, R., Yep, E. (2020). China to allow tariff exemptions on US crude, LNG and refined product imports. Platts. Available at: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/021820-china-to-allow-tariff-exemptions-on-us-crude-lng-and-refined-product-imports> (accessed 17.05.2021)

Meidan, M. (2020). China's energy policies in the wake of COVID-19: Implications for the next Five Year Plan. *Oxford Energy Comment*. Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/11/Chinas-energy-policy-in-the-wake-of-COVID-19.pdf> (accessed 17.05.2021)

Qin, Y. (2020). Natural gas in China's power sector: Challenges and the road ahead. *Energy Insight*. No. 80. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/12/Insight-80-Natural-gas-in-Chinas-power-sector.pdf> (accessed 17.05.2021)

Shi, X., Shen, Y., & Wu, Y. (2019). Energy Market Financialization: Empirical Evidence and Implications from East Asian LNG Markets. *Finance Research Letters*. Vol. 30. Pp. 414–419. DOI:10.1016/j.frl.2019.02.004

Vivoda, V. (2019). LNG Import Diversification and Energy Security in Asia. *Energy Policy*. Vol. 129. Pp. 967–974. DOI:10.1016/j.enpol.2019.01.073

Wang, T., Zhang, D, Ji Q., & Shi, X. (2020). Market Reforms and Determinants of Import Natural Gas Prices in China. *Energy*. Vol. 196. DOI:10.1016/j.energy.2020.117105

Zeng, Y., Dong, C., Höök, M., Sun, J., & Shi, D. (2020). Can the Shanghai LNG Price Index Indicate Chinese Market? An Econometric Investigation Using Price Discovery Theory. *Frontiers in Energy*. Vol. 14(4). Pp. 726–739.

Статья поступила 21.05.2021

Статья принята к публикации 29.05.2021

Для цитирования: Масленников А. О. Глобальная конкуренция за рынок природного газа в АТР// ЭКО. 2021. № 9. С. 21–37. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2021-9-21-37

For citation: Maslennikov, A.O. (2021). Global Competition in the Pacific Asia Natural Gas Market. *ECO*. No. 9. Pp. 21–37. (In Russ.) DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2021-9-21-37

Summary

Maslennikov, A.O., Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, RAS, Moscow

Global Competition in the Pacific Asia Natural Gas Market

Abstract. The paper analyses the development of international liquefied natural gas markets in Asia Pacific for the period up to 2040 in four main aspects. Firstly, it examines the outlook of LNG demand growth in Asia Pacific and shows that although Asia Pacific will remain the main driver of global LNG consumption its growth rate is highly uncertain. Secondly, it estimates the long-term excess of LNG supply and shows that the aggregate capacity of liquefaction terminals around the world currently under construction would be enough to match even the optimistic LNG demand growth forecasts up to 2040. Hence the competition among LNG exporters will inevitably intensify. Thirdly, it is argued that the global LNG market developments during the COVID-19 pandemic in 2020–21 are likely to prevent JKM price index from advancing as a common price reference in long-term LNG supply contracts in Asia Pacific. That could also stimulate the potential replacement of oil indexation in those contracts with indexation to European spot natural gas price TTF. Finally, the paper concludes that both of those potential developments suit the interests of Russian LNG exporters.

Keywords: *LNG; natural gas; price formation; JKM; TTF; oil indexation; long-term contracts; gas export; APR*