



Газопровод «Северный поток – 2»

Источник: osnmedia.ru / profile.ru

УДК 620.9

DOI 10.46920/2409-5516_2023_11190_42

EDN: PKWVDQ

Перспективы экспорта российского газа

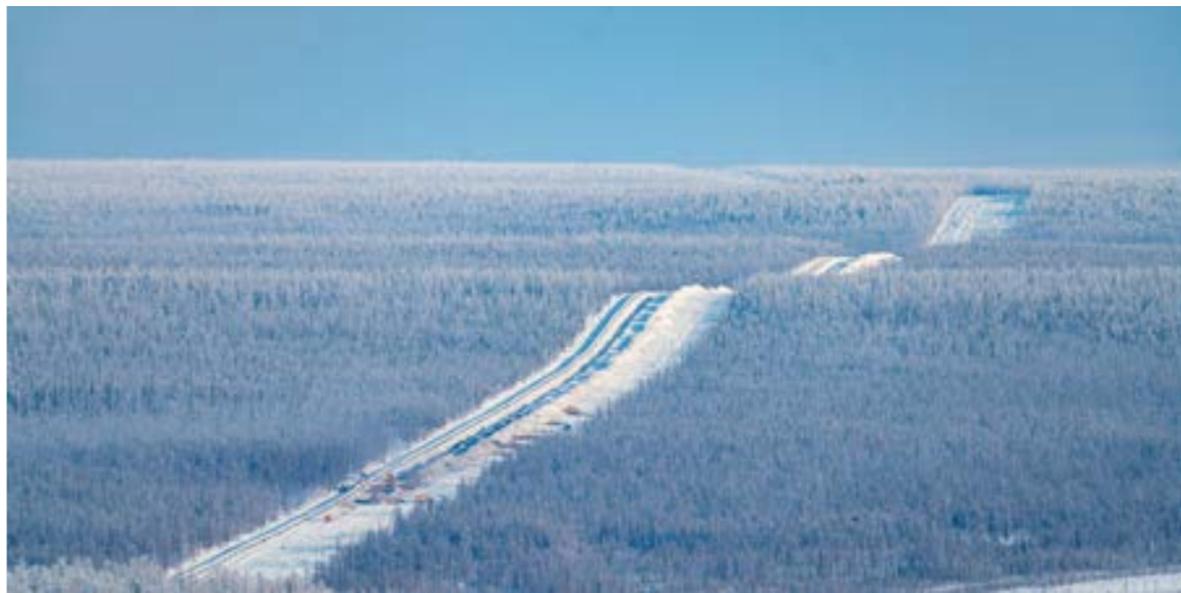
Prospects for Russian gas exports

Алексей Белогорьев
Директор По Исследованиям Фонда
«Институт Энергетики И Финансов»
E-Mail: A_belogorev@fief.ru

Alexey BELOGORYEV
Director of Research,
Institute for Energy and Finance
E-mail: a_belogorev@fief.ru

Газопровод «Сила Сибири»

Источник: «Газпром»



Аннотация. В статье анализируются текущие проблемы, тенденции и перспективы экспорта российского трубопроводного и сжиженного газа и роль экспорта в общей стратегии развития российской газовой отрасли с учетом новых условий, сложившихся в 2022–2023 гг. *Ключевые слова:* природный газ, СПГ, рынок газа, экспорт природного газа.

Abstract. The article analyzes the current problems, trends and prospects for the export of Russian pipeline and liquefied natural gas and the role of exports in the Russian gas industry overall development strategy, taking into account the new conditions prevailing in 2022–2023. *Keywords:* natural gas, LNG, gas market, export of natural gas.



Учитывая прогнозный баланс газа на рынке ЕС, возможность отказа от импорта российского СПГ появится у стран ЕС в 2025–2026 гг.



Взрыв на газопроводе «Северный поток»
Источник: russian.cgtn.com

Несмотря на драматическое снижение в 2022–2023 гг. поставок на европейский рынок и санкционные ограничения, российский природный газ остается востребованным в мире и сохраняет потенциал для восстановления экспорта в долгосрочной перспективе. Однако это будет не простой и не быстрый путь, и роль экспорта газа в общей стратегии развития российской газовой отрасли потребует, очевидно, глубокого переосмысления [1].

Вопросы об общей динамике и факторах возможного роста или, напротив, снижения спроса на внутреннем газовом рынке остаются весьма дискуссионными и открытыми для столкновения разных концепций и интерпретаций [2]. В отношении экспорта газа долгосрочные перспективы (условный инерционно-базовый сценарий) выглядят более предсказуемо, а диапазон оценок (широкое сценарное поле) определяется убежденностью тех или иных экспертов в реализуемости и сроках строи-

тельства трех-четырех конкретных инфраструктурных проектов (преимущественно новых СПГ-заводов и газопровода «Сила Сибири – 2»). При этом принципиальным вопросом являются не только объемные значения экспорта и его структура, но также и доходность будущих поставок с точки зрения газовых компаний и государственного бюджета.

ЕС и балканские страны

К осени 2023 г. даже оптимистам стало очевидно, что в 2022 г. произошло **необратимое** падение экспорта российского трубопроводного газа в страны ЕС. Суммарный экспорт сократился, по данным Евростата, со 141 млрд м³ в 2021 г. до 59 млрд м³ в 2022 г. В 2023–2024 гг. объем поставок дополнительно снизится: по нашей оценке, до 21–22 млрд м³ в год.

За первые девять месяцев 2023 г. суммарный экспорт российского трубо-

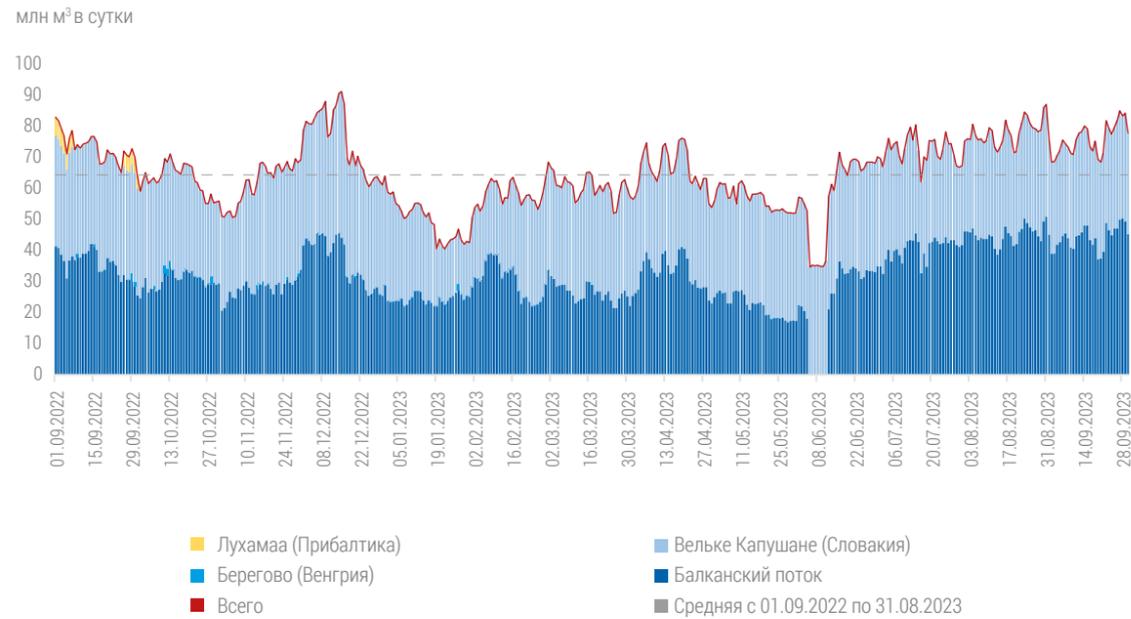


Рис. 1. Поставки российского трубопроводного газа в Европу (без учета Турции и Молдавии) по точкам входа в ГТС стран ЕС, сентябрь 2022 г. – сентябрь 2023 г.

Источник: ИЭФ
по данным ENTSOG

проводного газа в страны ЕС (в основном, в Венгрию, Словакию, Австрию, Румынию и Грецию) и бывшей Югославии (Сербию, Северную Македонию и Боснию и Герцеговину), по данным ENTSOG [3], составил 17 млрд м³, в т. ч. в страны ЕС оценочно 15 млрд м³. В среднем за год, прошедший с момента полной остановки газопровода «Северный поток» (с 1 сентября 2022 г. по 31 августа 2023 г.) среднесуточные поставки газа в указанные страны снизились до 62,9 млн м³, в т. ч. в ЕС – до 55 млн м³. Впрочем, начиная с середины июня 2023 г., поставки устойчиво превышают этот уровень. Так, в сентябре 2023 г. они составля-

Все текущие трубопроводные поставки российского газа в ЕС и балканские страны распределяются почти пропорционально всего по двум направлениям: украинский транзит и «Турецкий поток»

ли 74,2 млн м³, в т. ч. в ЕС – около 69 млн м³ в сутки (рис. 1).

Все текущие трубопроводные поставки российского газа в ЕС и балканские страны распределяются почти пропорционально всего по двум направлениям: украинский транзит (газопроводы «Уренгой – Помары – Ужгород» и «Прогресс») и турецкий («Турецкий поток» и его продолжение в виде «Балканского потока»). В январе-сентябре 2023 г. 49,7% поставок пришлось, по данным ENTSOG, на украинско-словацкую границу и 50,3% – на турецко-болгарскую. Через Украину продолжается снабжение, прежде всего, Словакии и Австрии, через Турцию – Венгрии, Румынии, Греции и балканских стран, не входящих в ЕС. Венгрия – единственная страна, которая продолжает получать газ по обоим маршрутам (из Сербии и из Австрии). Часть газа, транспортируемого в Словакию, по всей видимости, продолжает оседать в Украине в виде т. н. виртуального реверса.

При сохранении текущих отношений России и ЕС (инерционный сценарий) трубопроводный экспорт газа из России в указанные страны, по нашей оценке, продолжит сжиматься. К 2027–2030 гг. от российского газа полностью откажутся Австрия, Греция, Словения, Италия и, воз-

можно, Румыния. За счет диверсификации источников поставок (прежде всего, азербайджанского газа, поступающего транзитом через Грецию и Болгарию) сократится спрос на российский газ в Венгрии, Словакии и Сербии. Общие поставки в страны ЕС и бывшей Югославии по долгосрочным контрактам снизятся, таким образом, оценочно до 10–12 млрд м³ в год, т. е. еще вдвое к уровню 2023 г.

Поставки по спотовым и краткосрочным контрактам могли бы теоретически поддержать совокупный экспорт и даже превысить объемы, закупаемые по долгосрочным договорам. Однако их подписание, вероятно, будет блокироваться политическими решениями на государственном и корпоративном уровнях.

Рост поставок российского трубопроводного газа в Европу, на наш взгляд, возможен только в сценарии общей нормализации политических и экономических отношений между Россией и ЕС. Данный сценарий чувствителен к тому, как скоро такая нормализация начнется: чем раньше это произойдет, тем большим можем быть «восстановительный» рост спроса. Это связано с тем, как далеко успеют зайти процессы замещения российского газа с точки зрения изменения общего структурного спроса на газ и заключения долгосрочных контрактов на поставки СПГ с США, Катаром и другими странами (европейские компании пока продолжа-

Газопровод «Уренгой – Помары – Ужгород»
Источник: Екатерина Вадимова / telegra.ph



За год, прошедший с момента остановки газопровода «Северный поток», среднесуточные поставки газа в страны ЕС и бывшей Югославии снизились до 62,9 млн м³, в т. ч. в ЕС – до 55 млн м³

ют уклоняться от новых долгосрочных обязательств). В зависимости от данного фактора, к 2030 г. возможный объем российского трубопроводного экспорта в страны ЕС и бывшей Югославии составит, вероятнее всего, 30–60 млрд м³ в год, включая спотовые и краткосрочные поставки. По сравнению с инерционным сценарием основной прирост экспорта могут обеспечить частичное восстановление поставок в Германию, Чехию и Италию, а также их сохранение в Австрию. Данный сценарий предполагает сохранение украинского транзита газа и возможное частичное возобновление работы газопровода «Ямал – Европа» без острой необходимости в восстановлении взорванных «Северных потоков 1 и 2».

Отношения с ЕС – не единственный фактор, влияющий на перспективные объемы российского экспорта. Не менее значима ценовая конкурентоспособность российских поставок по сравнению с альтернативными (спотовыми ценами в Австрии и Германии) и глубина и темпы низкоуглеродной трансформации европейской электроэнергетики, промышленности и коммунально-бытового сектора.

Последний фактор создает особую неопределенность. Консервативные сценарии, опубликованные в 2022–2023 гг., предусматривают либо восстановительный рост спроса в ЕС в 2030 г. к уровню 2022 г. (356,4 млрд м³, по Евростату) до 390–400 млрд м³ (до +12,5% за период), либо умеренное сокращение в пределах 330–340 млрд м³ (до -7,5%), что само по себе создает большой разброс значений. Однако низкоуглеродные сценарии намного радикальнее: спрос в них падает к 2030 г. до 230–240 млрд м³ (до -35,5% к 2022 г.). Во всех случаях, помимо при-

Отношения с Европой – не единственный фактор, влияющий на перспективы российского экспорта газа, важна его конкурентоспособность и глубина низкоуглеродной трансформации энергетики ЕС

родного (ископаемого) газа, учитывается также биогаз, т. е. потребление традиционного газа будет еще ниже. Низкоуглеродные сценарии нельзя назвать совсем оторванными от реальности, поскольку они, в целом, исходят из ранее принятых политических решений ЕС (Европейского закона о климате, REPowerEU и др.) и масштабирования преимущественно уже используемых технологий (ВИЭ, тепловых насосов, теплоизоляции зданий, электрификации промышленных процессов и пр.).

Наиболее дискуссионная часть низкоуглеродных прогнозов связана с водородом, однако существуют сценарии (в частности, «Путь отказа ЕС от газа» Agora Energiewende, май 2023 г.), в которых роль водорода к 2030 г. всё еще относительно невелика, а потребление газа всё равно удается резко снизить.

Хотя низкоуглеродные сценарии пока еще рано рассматривать в качестве базовых, возможность даже частичной их реализации существенно уменьшает потенциальный восстановительный рост спроса на российский газ.

Турция

Начиная с 2022 г., Турция стала крупнейшим покупателем российского газа в Европе (21,6 млрд м³, по данным ЕРДК) и именно с ней связываются надежды на стабилизацию и, возможно, даже рост текущих поставок в западном направлении. Однако в действительности Турция – один из ключевых факторов неопределенности в долгосрочной структуре российского экспорта. Так, в январе-июле 2023 г. турецкий импорт из России сократился на 24,2% г/г до 10,7 млрд м³ при снижении общего импорта на 13,1%. При сохранении таких темпов до конца года, в 2023 г. поставки в Турцию могут упасть до 15–17 млрд м³ (-5–6 млрд м³ г/г).

Долгосрочный газовый баланс Турции предполагает формирование существенного избытка потенциального предложения газа, начиная уже с 2024 г., за счет сочетания снижения темпов роста спроса, увеличения собственной добычи и доступных источников импорта, а также резкого расширения мощностей ПХГ (последнее обстоятельство уменьшает потребность в российском газе для покрытия пико-



Укладка газопровода «Турецкий поток»
Источник: «Газпром»

вых скачков спроса). Складывающийся баланс теоретически позволяет Турции почти полностью обойтись без российского трубопроводного газа, уже начиная с 2026–2027 гг. И решающим фактором в сохранении поставок из России будет ценовая конкурентоспособность, снижение которой ранее, в 2019–2020 гг., уже привело к резкому сокращению российского экспорта.

В инерционно-базовом сценарии Турция может продолжить закупать в России в 2024–2030 гг. около 20 млрд м³ трубопроводного газа в год для нужд внутреннего рынка. Однако полагаться на такую устойчивость рискованно.

С Турцией также связаны надежды, возлагаемые на создание т. н. турецкого газового хаба. Турция действительно обладает потенциалом для развития собственного инфраструктурного (приемно-распределительного) и торгового газового хаба, при условии опоры на внутренний рынок (его объем – около 60 млрд м³ в год). При этом ценообразующую роль такой хаб может получить, по нашей оценке, на основе опыта развития хабов в ЕС и США, не ранее чем через 10–15 лет [4].

Формирование инфраструктурного хаба в Турции уже происходит и идет быстрыми темпами. Этому способствуют отмеченное развитие сети ПХГ и большие незадействованные мощности по приему СПГ и транзиту газа, хотя и сохраняется умеренный

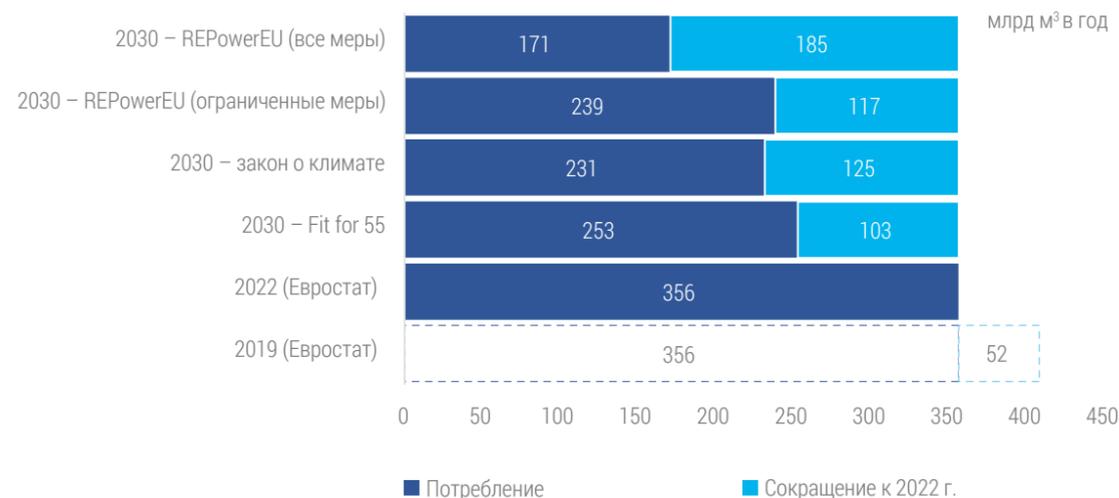
дефицит газотранспортных мощностей в широтном направлении. Однако ключевыми условиями для формирования торгового хаба (т. е. площадки, на которой будет осуществляться большой объем торговых операций) являются либерализация рынка газа в самой Турции и обеспечение через хаб доступа нерезидентов к продажам газа внутренним потребителям, что, в целом, противоречит текущей энергетической политике Турции.

Без опоры на внутренний рынок для формирования в Турции значимого торгового хаба потребуется, помимо развития газотранспортной инфраструктуры в Греции или Болгарии, договоренность об этом между крупными поставщиками, которые могут поставлять через Турцию не законтрактованные объемы газа в другие страны. Помимо России, такие возможности потенциально есть только у Ирана (в случае снятия с него санкций и существенного роста добычи газа) и у поставщиков СПГ. Однако интерес экспортеров СПГ к такому хабу представляется слабо выраженным из-за большой удаленности Турции от основных рынков сбыта газа в Европе. Значительно рациональнее использовать для этих целей существующие хабы в Италии, Австрии и других странах ЕС.

Для России турецкий хаб может быть интересен, главным образом, в описанном выше инерционном сценарии. Турция в рамках него сможет закупать дополнительные объемы российского газа (на хабе или без него) для их самостоятельного реэкспорта в ЕС с использованием освободившихся мощностей «Балканского потока» (фактически обеспечивая «серый» реэкспорт российского газа). В сценарии нормализации отношений с ЕС такой потребности не возникнет (заполняемость

Рис. 2. Целевое сокращение спроса на газ в ЕС-27 к 2030 г. в директивных документах ЕС

Источник: оценки ИЭФ по данным Еврокомиссии и Евростата



Турция – один из ключевых факторов неопределенности в стратегии российского экспорта газа. Так, за I полугодие поставки в страну сократились на 24,2% при снижении общего импорта на 13,1%

«Балканского потока» будет обеспечена прямыми поставками), а увеличение транзита через Турцию (сверх мощности «Балканского потока») будет невозможно из-за отсутствия необходимых для этого новых газопроводов, идущих от турецкой границы в Центральную Европу (их строительства по заявкам российских компаний представляется маловероятным).

Ближнее зарубежье

Прирост российских поставок в ближнем зарубежье могут обеспечить дополнительный экспорт в Узбекистан (сверх 2,8 млрд м³ в год, законтракованных в ок-



Торжественный запуск газопровода TANAP
Источник: indyturk.com

тябре 2023 г. на два года), формирование с 1 января 2025 г. общего рынка газа ЕАЭС (если он не будет отложен) и возможный экспорт в Азербайджан, в т. ч. для осуществления своповых операций с Ираном. Однако с учетом вероятной негативной динамики спроса на газ в Беларуси (ключевом для России региональном рынке) и желании Казахстана и Узбекистана минимизировать рост зависимости от импорта газа, общий прирост спроса на российский газ будет ограниченным. Также всё более неопределенными становятся перспективы экспорта российского газа в Молдавию. Так, увеличение поставок российского газа в Узбекистан и Казахстан (включая вероятный реэкспорт в КНР) можно оценить

к 2030 г. в 5–12 млрд м³ в год в зависимости от параметров газовых балансов стран Центральной Азии. В целом, поставки российского газа в страны ближнего зарубежья в базовом сценарии будут, по нашей оценке, стагнировать с неуверенной тенденцией к росту.

Следует отметить, что формирование общего рынка газа ЕАЭС окажет негативное влияние на доходность поставок российского газа, особенно в Республику Беларусь [5].

Мечты о Среднем Востоке

Активизация экономического сотрудничества с Ираном и Индией возродили в 2022–2023 гг. возникавший и ранее, но быстро потухавший интерес к возможным поставкам российского газа по несуществующему Трансафганскому газопроводу (ТАПИ) в Пакистан и Индию, либо в Иран (через газотранспортную систему «Средняя Азия – Центр», Азербайджан или даже по дну Каспийского моря) для его сжижения на побережье Персидского залива. Однако в силу военно-политических рисков в Афганистане и действующих против Ирана международных санкций реализация таких проектов в ближайшие годы представляется маловероятной (выходящей далеко за рамки любого базового сценария), даже без учета оценки рентабельности поставок на столь удаленные рынки.

Трубопроводные поставки в Китай

Потребление и импорт газа в КНР будут, по большинству существующих прогнозов, быстро расти, по меньшей мере, до 2030–2035 гг., однако темпы роста как потребления, так и собственной добычи газа, особенно из нетрадиционных источников (сланцевый газ и т. н. низкоуглеродные газы), отличаются значительной неопределенностью. Как и в случае ЕС, нельзя исключать реализации в КНР пессимистичных прогнозов роста спроса на газ в случае активизации климатической политики по достижению заявленной углеродной нейтральности к 2060 г. К этому следует добавить высокий уровень как текущей, так и будущей диверсификации импорта – традиционной черты энергетической политики Китая.

В этой связи относительно «гарантированным» можно считать только спрос со стороны КНР на российский трубопроводный газ по уже заключенным контрактам (газопровод «Сила Сибири» и т. н. Дальневосточный маршрут общим объемом экспорта к 2027–2030 гг. 48 млрд м³ в год). Наличие долгосрочного спроса на российский газ, поступающий из зоны ЕСГ в рамках осуществления проекта «Сила Сибири – 2» (до 50 млрд м³ в год, с учетом предпо-

отличались диверсифицированной структурой, и крупные газопроводы почти всегда строились в расчете на несколько стран-покупателей (исключения связаны, в основном, с подводными газопроводами в Турцию и газоснабжением Финляндии и стран Балтии). Монополия и принципиальная ориентация КНР на более низкие, чем в Европе, закупочные цены на газ – значимые риски для «разворота» российского экспорта на Восток.



Газопровод «Сила Сибири»

Источник: «Газпром»

лагаемого развития небольшого рынка Монголии), остается предметом экспертных дискуссий. При этом, в случае реализации, «Сила Сибири – 2» не поможет в решении проблемы избытка свободных добычных мощностей в зоне ЕСГ в 2020-е гг. и низкой загрузки отдельных газотранспортных маршрутов в западном направлении.

Сохраняются существенные риски роста поставок в КНР, связанные с чрезмерной зависимостью от одного покупателя. Стоит отметить, что монополия не была характерна для российской (советской) экспортной стратегии на европейском газовом рынке. Напротив, поставки в Европу всегда

СПГ

С точки зрения гибкости поставок наиболее привлекательным направлением развития экспорта российского газа по-прежнему выглядит крупно- и отчасти среднетоннажное производство сжиженного газа. В 2022 г. экспорт российского СПГ, по данным IGU, вырос на 11,6% г/г до 33 млн т (44,8 млрд м³) – оба ключевых российских завода «Ямал СПГ» и «Сахалин-2» работали на пределе своих технических возможностей. В 2023 г. экспорт ожидается сокращается по причине, прежде всего, продолжительных периодов заводского технического обслуживания. По предварительным данным Reuters,



Рис. 3. Морские отгрузки СПГ из России в 2022–2023 гг.

Источник: оценки ИЭФ по данным Thomson Reuters

морские отгрузки СПГ из России за первые три квартала 2023 г. снизились на 9,5% г/г (-2,3 млн т) до 22 млн т.

Отмеченное сокращение происходит, несмотря на начало поставок с нового завода в Ленинградской области «Портовая СПГ» (1 млн т по итогам января-сентября 2023 г.) и стабилизации отгрузок с другого среднетоннажного завода «Криогаз-Высоцк» (+0,03% г/г). Основное снижение приходится на завод «Ямал СПГ» (-2,25 млн т или -14,5% г/г), однако существенное сокращение наблюдается и на заводе «Сахалин-2» (-1,1 млн т или -13,1%).

Возможный запуск «Арктик СПГ-2» в 2024 г., несмотря на санкции США, может

обеспечить возобновление роста экспорта СПГ, и его дальнейшая динамика будет зависеть от сроков начала коммерческих поставок с новых линий сжижения: в базовом сценарии – второй и третьей очередью «Арктик СПГ-2», в оптимистичных сценариях – также «Балтийского СПГ», «Обского СПГ» и «Мурманского СПГ».

Однако санкции США в отношении «Арктик СПГ-2» могут существенно повлиять на политику иностранных партнеров проекта и, в конечном итоге, отсрочить запуск завода, изменить логику поставок и спрос на его продукцию.

Еврокомиссия и правительства ряда европейских стран (прежде всего, Испании) в течение 2022–2023 гг. неоднократно заявляли о стремлении к прекращению импорта российского СПГ настолько быстро, насколько это будет возможно. В частности, весной 2023 г. рассматривался запрет на разгрузку танкеров с российским СПГ на европейских регазификационных терминалах.

Учитывая прогнозный баланс газа на рынке ЕС, возможность отказа от импорта российского СПГ появится у стран ЕС, скорее всего, уже в 2025–2026 гг., что потенциально лишает как действующие и строящиеся, так и большинство планируемых крупно- и среднетоннажных

Рост поставок российского газа в Узбекистан и Казахстан (включая вероятный реэкспорт в КНР) можно оценить к 2030 г. в 5–12 млрд м³ в год в зависимости от газовых балансов этих стран

СПГ-заводов в России наиболее привлекательного (с точки зрения логистики поставок) и целевого для них рынка сбыта. Это создает дополнительные проблемы для обеспечения российского экспорта СПГ надежными транспортными мощностями (из-за резкого роста среднего плеча транспортировки на альтернативные рынки).

«Ямал СПГ» в 2022 г., по данным Reuters, экспортировал в Европу 77,6% своего газа, в том числе в страны ЕС – 75,5%. По-настоящему крупных покупателей было всего пять: Франция, Бельгия, Испания, Китай и Нидерланды. По итогам января-сентября 2023 г. эта тенденция не только не изменилась, но и усилилась. На страны ЕС пришлось уже 83,5% всех поставок ямальского СПГ, основными покупателями остаются Бельгия, Испания и Франция. Единичные рейсы продолжают осуществляться также в Нидерланды и Португалию.

Еще более сложным является положение среднетоннажных заводов, расположенных в Ленинградской области. Для завода «Криогаз-Высоцк» страны ЕС и Норвегия являются единственным рынком сбыта. В 2022 г. за пределы Балтийского региона (Финляндия, Швеция, Норвегия и Литва) поставки с завода осуществляются только в Бельгию и в виде единичных рейсов в Нидерланды, Францию и Испанию. В январе-сентябре 2023 г. экспорт сохранился в четыре страны: Бельгию (63,2% всех поставок), Финляндию (18,8%), Швецию (10,6%) и Норвегию (7,1%).

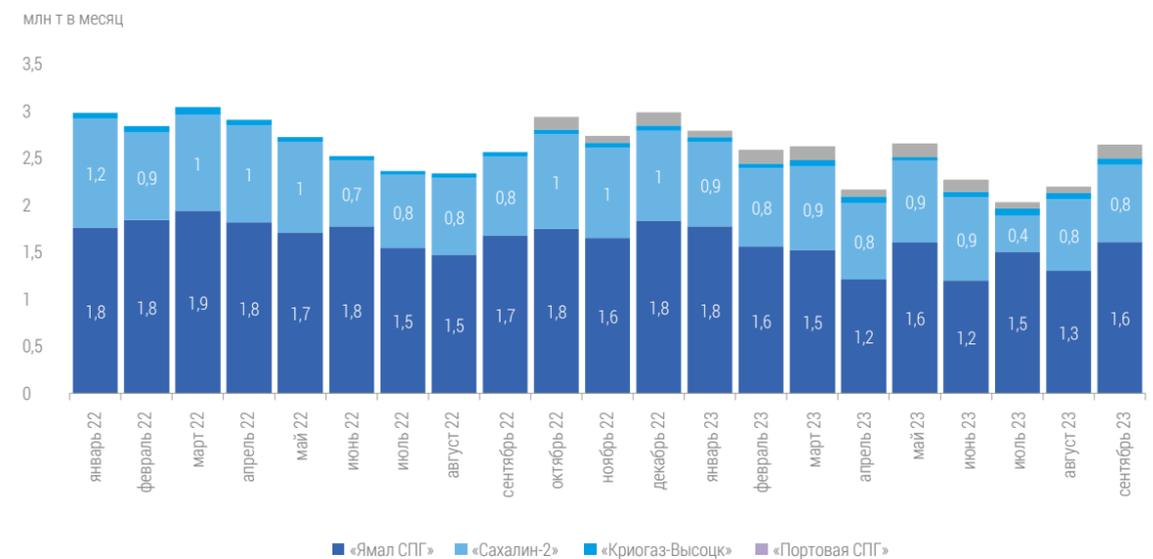
С точки зрения гибкости поставок наиболее привлекательным направлением развития экспорта российского газа по-прежнему выглядит крупно- и отчасти среднетоннажное производство сжиженного газа

В октябре 2022 г. начались первые отгрузки на экспорт также с нового среднетоннажного завода «Портовая СПГ». По данным Reuters, все они до августа 2023 г. распределялись между всего двумя странами – Турцией и Грецией. 14 августа был отправлен первый рейс в КНР.

Таким образом, для двух российских заводов – «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк» – рынок ЕС остается критически значимым, и возможные будущие проблемы с заходом на европейские регазификационные терминалы создадут для них большие логистические сложности. В обоих случаях поставки в страны ЕС обеспечивают минимальное транспортное плечо для СПГ-танкеров. На плавание от «Криогаз-Высоцк» до бельгийского порта Зебрюгге газозов, исходя из анализа данных Reuters, затрачивает в среднем всего пять суток (исполь-

Рис. 4. Морские отгрузки СПГ с российских заводов в 2022–2023 гг.

Источник: оценки ИЭФ по данным Thomson Reuters



На страны ЕС пришлось уже 83,5% всех поставок «Ямал СПГ», основными покупателями остаются Бельгия, Испания и Франция. Единичные рейсы осуществлялись также в Нидерланды и Португалию

зуются небольшие танкеры грузоподъемностью от 10 до 30 тыс. м³). От ямальского порта Сабетта до Зебрюгге газовозам (грузоподъемностью от 161 до 174 тыс. м³) требуется круглогодично в среднем 9–13 суток. Транспортировка от Сабетты до портов КНР в летний период занимает обычно не менее 20 суток, в зимний – около 40. Единичные пока летние рейсы в Индию длятся до 30 суток. Первый рейс от «Криогаз-Высоцка» до китайского г. Цаофэйдянь (провинция Хэбэй) в августе-сентябре 2023 г. занял также 30 суток.

Таким образом, при перенаправлении поставок из Европы на альтернативные рынки время доставки грузов увеличится в два-три раза, а в зимний период при движении по Северному морскому пути в восточном направлении, возможно, до четырех-пяти раз. Это означает резкое снижение среднегодовой эффективности использования танкерного флота и необходимость его существенного расширения (даже с учетом создания перегрузочных терминалов на Камчатке и в Мурманской области). С аналогичными проблемами столкнутся, очевидно, и новые российские заводы, в т. ч. упомянутых «Арктик СПГ-2», «Балтийский СПГ» и «Мурманск СПГ».

14 сентября 2023 г. США ввели санкции против ООО «Арктическая перевалка» – компании группы «НОВАТЭК», осуществляющей строительство упомянутых терминалов по перевалке СПГ в Мурманской области (в губе Ура) и на п-ове Камчатка (в бухте Бечевинская). Санкции создадут дополнительные логистические сложности для новых СПГ-заводов ПАО «НОВАТЭК», поскольку, вероятно, снизят число иностранных судов-газовозов, готовых осуществлять соответствующую перевалку, из-за риска попадания под вторичные

санкции США. Это дополнительно повысит зависимость российских СПГ-проектов от создания собственного флота газозавозов.

Стоит отметить, что по состоянию на сентябрь 2023 г. российский экспорт СПГ осуществляется преимущественно иностранными судовладельцами и управляющими компаниями. Модель, при которой потребности в транспортировке российского СПГ, в т. ч. судами ледового класса, удовлетворяются преимущественно танкерным флотом, зафрахтованным иностранными компаниями (в т. ч. импортерами), по всей видимости, нежизнеспособна в условиях долгосрочных санкционных ограничений, что необходимо учитывать при планировании роста производства и экспорта СПГ.

В перевозках СПГ с завода проекта «Сахалин-2» в 2022 г. и первом полугодии 2023 г. участвовало в общей сложности 25 газозавозов. Из них 19 напрямую принадлежат компаниям из стран-импортеров (Японии и Республики Кореи) и управляются ими. Из российских судов в перевозках СПГ напрямую участвуют только газозавозы «Grand Aniva» и «Grand Elena» ПАО «Совкомфлот», при этом «Grand Elena» находится под управлением японской компании NYK LNG Shipmanagement.

В 2022–2023 гг. перевозки СПГ с завода «Ямал СПГ» осуществляли в общей сложности 39 судов-газовозов. Из флота

СПГ-завод в Катаре

Источник: *petroleum-today.com*



«Криогаз-Высоцк»

Источник: «НОВАТЭК»

ПАО «Сомкофлот» на «Ямал СПГ» работает только газозавоз «Christophe de Margerie». Согласно данным GIIGNL, ПАО «НОВАТЭК» не имеет прямого отношения к управлению газозавозами, обслуживающими завод (все они управляются иностранными компаниями), хотя многие из них строились специально для данного проекта (суда ледового класса Arc7).

В отличие от рынка жидких углеводородов, на мировом рынке морских перевозок СПГ почти отсутствуют свободные перевозные мощности (аналог нефтяного «серого» флота), которые могли бы быстро заместить российским компаниям суда западной юрисдикции. С учетом данного фактора и уже введенных технологических санкций, переход к модели полной самообеспеченности собственным флотом (наиболее яркий ее пример – Катар) займет не менее 10–15 лет и, в целом, выглядит пока сложно реализуемой задачей, особенно в случае осуществления амбициозных планов «НОВАТЭКа» и «Газпрома» по увеличению российского производства и экспорта СПГ.

В целом, текущая стратегия развития экспорта российского СПГ, на наш взгляд, недостаточно учитывает санкционные риски, прежде всего, в части обеспечения его транспортировки и сбыта.

Общие перспективы

В 2021 г. на экспорт приходилась почти треть добычи российского природного

и попутного газа. В 2022 г. его доля упала оценочно до 25%, и в 2023 г. опустится, вероятно, до 21–22%. Начиная с 2024 г., она, как ожидается, начнет медленно расти, и в консервативном сценарии (предполагающем также рост внутреннего потребления) к концу 2020-х гг. займет около четверти от объема добычи.

Заместить выпадающие объемы экспорта в ЕС (и соответственно добычи и транспортировки газа в рамках Единой системы газоснабжения) в короткие сроки и в полной мере невозможно. В физическом выражении экспорт газа может вернуться на уровень 2021 г. не ранее 2030 г. и то лишь при условии масштабного расширения экспорта крупнотоннажного СПГ. В базовом сценарии на это потребуются еще 5–6 лет. Но в стоимостном выражении общий экспорт, при сопоставимых объемах, останется существенно ниже из-за

Очевидным направлением замещения выпадающих доходов экспорта за счет развития производств высокого передела: «голубого» водорода, аммиака, карбамида, метанола

региональных особенностей ценообразования и, как правило, более высокой себестоимости поставок на альтернативные рынки, что ставит под сомнение целесообразность увеличения добычи и экспорта газа как самоцель развития газовой отрасли.

Падение экспорта газа в страны ЕС в 2022–2023 гг. уже оказало существенное влияние на динамику нефтегазовых доходов государственного бюджета России, ожидаемый объем которых продолжит снижение в 2023–2024 гг. Доходы федерального бюджета от газового сектора в течение января-августа 2023 г. колебались в коридоре 120–160 млрд руб. в месяц. Выплаты по экспортной пошлине снизились до минимальных значений. В январе-июле 2023 г. они составили всего 275 млрд руб., что за последние 6 лет превышает только показатель «ковидного» 2020 г. В перспективе до 2030 г. доходы консолидированного бюджета Российской Федерации от экспорта газа в базовом (инерционном) сценарии останутся, по нашей оценке, значительно ниже уровней как 2021 г., так и 2019 г. и составят во второй половине 2020-х гг. (после завершения периода дополнительных изъятий) около 400–500 млрд руб. в ценах 2021 г.

Обвальное падение объема и маржинальности экспорта газа уже в 2023–2024 гг. приведет к резкому сокращению не только бюджетных доходов (это сни-

жение во многом нивелировало дополнительными изъятиями у ПАО «Газпром» через увеличенный НДС) финансовых показателей и инвестиционных ресурсов «Газпрома». Это влечет за собой обострение конкуренции на внутреннем рынке газа, возвращение к острой дискуссии вокруг обоснованности роста тарифов на транспортировку и поиск новых источников монетизации, прежде всего, за счет увеличения внутренних цен на газ, в т. ч., возможно, путем их частичного дерегулирования. Вынужденные решения по ускоренному повышению регулируемых цен на газ в декабре 2023 г. и в 2024–2025 гг. выглядят как первые шаги на этом пути.

Фактически тяжесть падения доходности («сверхприбылей») от экспорта газа может быть переложена на плечи внутренних потребителей (путем увеличения внутренних цен и их волатильности) и отчасти независимых производителей газа (за счет роста издержек на транспортировку и выравнивания налоговых условий).

Что делать?

На извечный русский вопрос, как это чаще всего и бывает, в данном случае нет простого и однозначного ответа. Отсутствуют легкие решения и тем более панацея. Положительный эффект может быть только отложенным и зависит от ком-

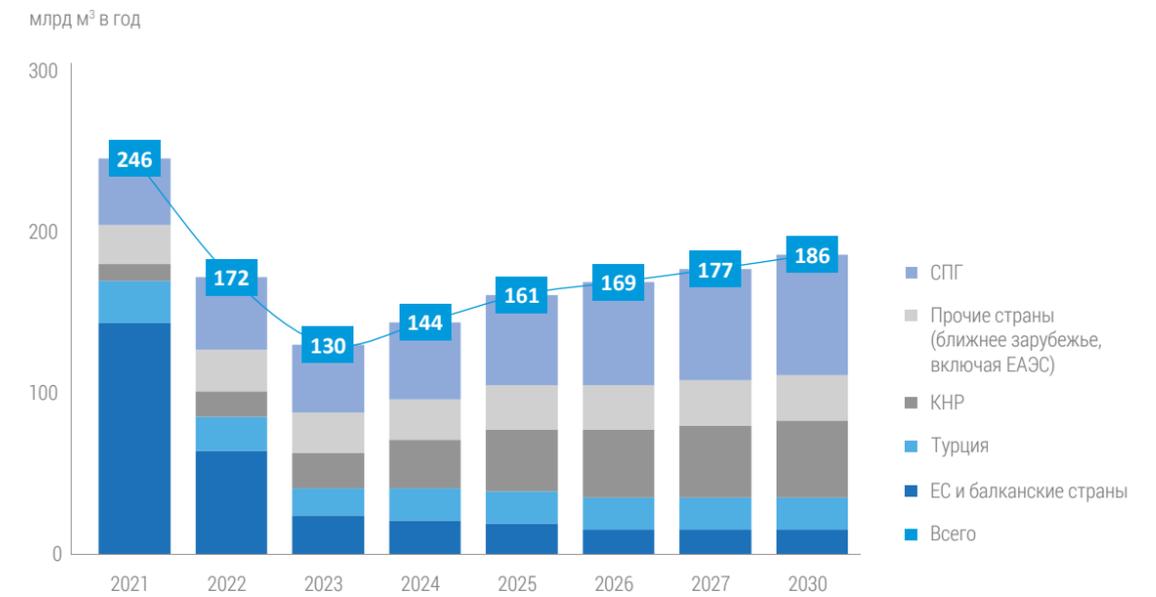


Рис. 5. Динамика экспорта российского газа до 2030 г. в базово-инерционном сценарии

Источник: авторские оценки

плекса мер, а также, что не менее важно, от целеполагания. Какую роль должен играть экспорт в дальнейшем развитии газовой отрасли? Нужно ли наращивать его, не считаясь с капитальными затратами (а почти все предлагаемые решения по масштабному увеличению экспорта крайне капиталоемкие) и более низкой потенциальной доходностью? Должен ли экспорт обеспечивать перекрестное субсидирование внутреннего рынка, как это было в предыдущие десятилетия? Как сбалансировать развитие экспорта трубопроводного и сжиженного газа, учитывая сложившиеся различия в фискальных условиях? Должен ли внутренний потребитель платить за образовавшуюся «дыру» в экспортных доходах? Эти вопросы стоят на повестке дня и потребуют решения в самые ближайшие годы.

Очевидным и давно обсуждаемым направлением замещения выпадающих объемов трубопроводного экспорта газа может быть диверсификация экспорта за счет развития производства и поставок продукции более высокого передела: «голубого» водорода, аммиака, карбамида, метанола и пр. Однако роль газовой отрасли в данном случае будет ограничиваться поставкой сырья, а развитие самого производства, выстраивание логистики и поиски рынков сбыта относятся к другим отраслям экономики, что повышает координирующую и направляющую роль государственной политики. При этом сам переход к экспорту товаров высокого передела газа будет ничуть не проще, чем поиск новых рынков сбыта для «сырьевого» газа, и далеко не очевидно, что он произойдет быстрее.

Использованные источники

1. Громов А., Кондратьев С., Широ А. Внутренний рынок газа на историческом перепутье // Энергетическая политика. № 9 (188). 2023. С. 14–25.
2. Семикашев В., Гайворонская М. Возможности и ограничения развития российской газовой отрасли в условиях санкций на перспективу до 2030 г. // Энергетическая политика. № 9 (188). 2023. С. 26–39.
3. Здесь и далее – авторская агрегация на основе первичных данных ENTSOG Transparency Platform потоков газа

на входе и внутри ЕС. Данные по ЕС – оценка на основе авторской интерпретации распределения российского газа, пересекающего турецко-болгарскую границу, на территории Болгарии.

4. Institute for Energy and Finance. Study on “Assessment of Natural Gas Hubs, Associated Risk Management Instruments and Potential Future Developments”. December 2020. – 257 p.
5. Белогорьев А. М. Тернистый путь ЕАЭС к общему рынку газа // Энергетическая политика. № 4. 2016. С. 23–30.

Адриатический регазификационный СПГ-терминал

Источник: «Газпром»

