



Перспективы развития мирового рынка СПГ в 2025-2030 гг.

ОБЗОР ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО РЫНКА СПГ В 2025–2030 ГГ. И НОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО СПГ



Совокупное предложение СПГ может вырасти к 2030 г. примерно в 1,5 раза по сравнению с уровнем 2024 г. Однако появление на рынке значительных дополнительных объемов СПГ не будет поддержано столь же активным спросом. Ежегодный рост предложения в 2025–2030 гг. оценивается в 6 – 8%, тогда как потребление СПГ будет увеличиваться не более, чем на 3,2% в год.

Прогнозируемое затоваривание рынка приведет к последовательной смене двух фаз. Фаза 1 (2025 – I пол. 2027 гг.) будет характеризоваться примерным равновесием спроса и предложения, диапазон спотовых цен на СПГ существенно не изменится. В ходе фазы 2 (II пол. 2027–2030 гг.) произойдет разбалансировка рынка, которая спровоцирует снижение цен и обострение конкуренции. Ценовой арбитраж, ввиду глобализации газовых рынков, будет ограничен.

Для российских экспортеров СПГ, которые могут столкнуться с прекращением закупок со стороны Европейского союза, задача диверсификации поставок особенно актуальна. Возможности дополнительных продаж существуют в азиатском регионе. Суммарный минимальный объем российского СПГ, который может быть направлен на альтернативные рынки, составит к 2030 г. около 35,2 млн т/год.

Российским компаниям предлагается разработать комплексную программу стратегических инициатив, включая создание сети меморандумов с дружественными странами «глобального Юга», проработку реализации интегрированных проектов с разветвленными цепочками сбыта СПГ, привлечение российских инвестиционных банков для организации проектного финансирования СПГ-проектов и повышение гибкости условий долгосрочных контрактов на поставку СПГ.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение: изменения в структуре экспорта СПГ	4
1. Восточная Азия	6
• Китай	7
• Тайвань и Южная Корея	8
• Япония	9
• Препятствия для развития экспорта СПГ	10
2. Южная Азия	11
• Индия	12
• Бангладеш	13
• Пакистан и Шри-Ланка	14
• Препятствия для развития экспорта СПГ	15
3. Юго-Восточная Азия (страны АСЕАН)	16
• Филиппины	17
• Вьетнам	18
• Таиланд	20
• Сингапур	21
• Малайзия и Индонезия	22
• Мьянма и Камбоджа	23
• Препятствия для развития экспорта СПГ	24
4. Африка	25
• ЮАР	26
• Марокко и Гана	27
• Препятствия для развития экспорта СПГ	28
5. Латинская Америка	29
• Бразилия	30
• Аргентина	31
• Мексика и Суринам	33
• Страны Карибского бассейна и Колумбия	34
6. Оценка возможностей экспорта российского СПГ по регионам	35
7. Основные тенденции на рынке СПГ в 2025-2030 гг. и возможные направления развития для российских экспортеров	39
• Прогноз мирового спроса и предложения и динамики цен на СПГ в 2025-2030гг.	39
• Рекомендации для российских экспортеров СПГ	43
• Вместо заключения	45
Список сокращений	46



ВВЕДЕНИЕ: ИЗМЕНЕНИЯ В СТРУКТУРЕ ЭКСПОРТА СПГ

Период 2021–2024 гг. ознаменовался кардинальными изменениями в структуре экспорта российского газа. **По сравнению с 2021 г., суммарные отгрузки в европейские страны в 2024 г. сократились более чем в 2 раза, с 156,1 млрд м³¹ до 73,7 млрд м³².**



С прекращением транзита через Украину, доля которого в структуре экспорта природного газа из России в ЕС составляла приблизительно 33%³, единственным экспортным газопроводом, соединяющим российскую газотранспортную сеть с европейским рынком, стал «Турецкий поток». Мощность этого газопровода (31,5 млрд м³/год)⁴ позволяет обеспечивать газом Турцию и страны Юго-Восточной Европы, тогда как поставки в Западную Европу (Бельгия, Испания, Нидерланды, Франция) продолжают в форме сжиженного природного газа (СПГ)⁵.

Объемы закупаемого европейскими странами российского СПГ, хотя и не компенсируют потерянный трубопроводный экспорт, увеличились в 2021–2024 гг. приблизительно на четверть, с 14,1 млн т до 17,8 млн т.⁶ Таким образом, по итогам 2024 г. европейский рынок составил 53% в общей структуре экспорта СПГ из РФ (33,6 млн т)⁷.

Несмотря на сохраняющийся интерес к закупкам российского СПГ, подтвердившийся во время очередного ажиотажного спроса в декабре 2024 г., нельзя забывать о намерении стран ЕС отказаться от газа из РФ к 2027 г. Эта цель была впервые озвучена в мае 2022 г., в рамках плана REPowerEU⁸. И хотя в настоящее время она выглядит трудновыполнимой, появление большого количества новых СПГ-заводов, в основном в США и Катаре, вместе с ожидаемым сокращением потребления природного газа с высокой вероятностью позволит ЕС прекратить закупки российского СПГ в течение ближайших трех лет.

Учитывая, что до конца 2030 г. «НОВАТЭК» и «Газпром» планируют ввести в эксплуатацию новые объекты по сжижению газа суммарной мощностью около 26 млн т/год⁹, **возникают вопросы:**

- Будут ли востребованы дополнительные объемы российского СПГ?
- Куда они могут быть направлены, если европейский рынок окажется закрыт?

1) Bruegel.org, 17.10.2024 (The end of Russian gas transit via Ukraine and options for the EU); GIS Reports, 5.02.2025 (Decline of Russian gas dominance in Europe – GIS Reports)

2) Guardian, 9.01.2025 (European imports of liquefied natural gas from Russia at 'record levels' | Gas | The Guardian)

3) Bruegel.org, 17.10.2024 (The end of Russian gas transit via Ukraine and options for the EU)

4) Газпром экспорт, официальный сайт (Турецкий поток | ООО «Газпром экспорт»)

5) High North News, 6.01.2025 (EU Imports More Russian LNG in 2024 Than Ever Before, Mostly From Arctic)

6) Guardian, 9.01.2025 (European imports of liquefied natural gas from Russia at 'record levels' | Gas | The Guardian)

7) РБК, 28.01.2025 (Экспорт СПГ из России в 2024 году достиг рекорда — РБК)

8) UCL News, 13.01.2025 (Analysis: Future of Russian gas looking bleak as Ukraine turns off taps | UCL News - UCL – University College London); GIS Reports, 5.02.2025 (Decline of Russian gas dominance in Europe – GIS Reports)

9) IEEFA, 25.04.2024 (Global LNG Outlook 2024-2028 | IEEFA)

ВВЕДЕНИЕ: ИЗМЕНЕНИЯ В СТРУКТУРЕ ЭКСПОРТА СПГ

Настоящий обзор подготовлен командой Рексофт Консалтинга и является попыткой анализа текущей ситуации на релевантных сегментах мирового рынка СПГ и выявления ключевых факторов, которые будут влиять на положение России как поставщика СПГ.

В обзоре содержится:

- **Анализ** текущего состояния газового рынка во всех ключевых регионах и странах, импортирующих СПГ (за исключением ЕС);
- **Прогноз** развития импорта до конца 2030г.;
- **Разбор** основных рисков - как общих, так и специфичных для каждого региона или страны.

Выбор ключевых регионов и стран обусловлен наличием действующей СПГ-инфраструктуры (по состоянию на конец 2024 г.), а также планами по развитию импорта СПГ, включающими проекты с ожидаемыми сроками ввода в эксплуатацию до 2030 г.

По итогам обзора **аналитики Рексофт Консалтинга приводят минимальные оценки объемов российского СПГ, которые могут быть поставлены в каждый из рассматриваемых регионов в 2030 г.**

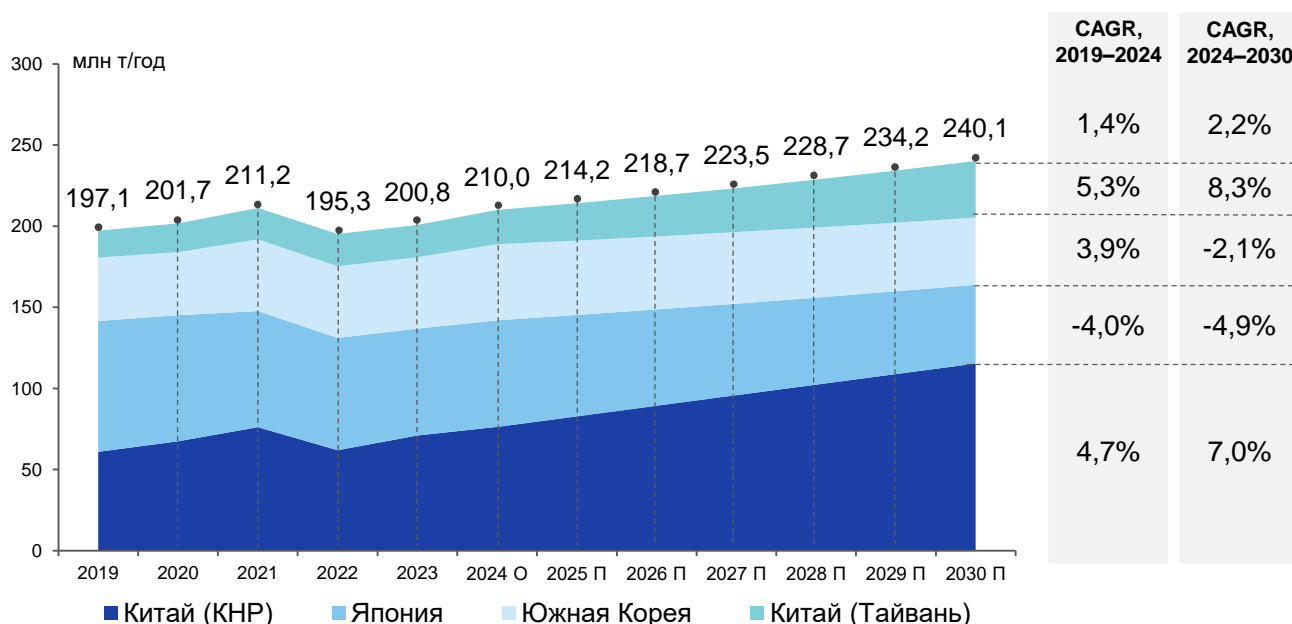


1. ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ

Регион Восточной Азии (Китай, Япония, Южная Корея, Тайвань) является крупнейшим импортером СПГ в мире. Оценочный объем импорта СПГ странами региона составил в прошлом году около 211,1 млн т (т.е. более половины от общемирового импорта СПГ)¹.

Исходя из имеющихся оценок², в течение ближайших пяти лет совокупный спрос на импортный СПГ в Восточной Азии будет расти со среднегодовым темпом 2,2% и к 2030 г. достигнет 240,1 млн т/год (см. рис. 1). Драйверами роста станут Китай и Тайвань, тогда как в Японии и Южной Корее потребление газа (и, соответственно, импорт СПГ), вероятно, сократится.

Рис 1. Динамика импорта СПГ в странах Восточной Азии, 2019-2030гг.



О – оценка, П – прогноз

Источники: Energy Outlook Advisors (2025), LNG Prime (2025), The Japan Times (2025), CNBC (2024), Institute for Energy and Economics (2024), Reuters (2024), Asia Natural Gas & Energy Association, R.O.C. Ministry of Economic Affairs

- 1) LNG Prime, 20.01.2025 (China's LNG imports up 7.7 percent in 2024 - LNG Prime); Energy Outlook Advisors, 12.01.2025 (A Review of the Global LNG Market in 2024 and 2025 Outlook); Reuters.com, 16.01.2025 (South Korea considering buying more US oil and gas, industry minister says | Reuters); R.O.C. Ministry of Economic Affairs - Energy Administration (Energy Administration, Ministry of Economic Affairs, R.O.C. - Energy Statistics Handbook(Statistical Tables))
- 2) Gas Outlook, 11.07.2024 (Gas Outlook | China LNG demand growth could already be stalling - Gas Outlook); IEEFA, 19.11.2024 (Japan's LNG resales into overseas markets hit record high in FY2023 as domestic demand plummeted | IEEFA); IEEFA, 1.08.2024 (South Korea scrapping mega-scale LNG terminal projects amid weakening demand, overinvestment risks | IEEFA); IEE Japan, 18.10.2024 (eneken.ieej.or.jp/data/12114.pdf)

КИТАЙ



В Китае на фоне стабилизации мировых цен на СПГ импорт в 2024 г. впервые превысил пиковые значения 2021 г. и достиг 76,7 млн т (+7,7% к уровню 2023 г.)¹. Российские поставки СПГ, в свою очередь, увеличились на 3% и составили 8,3 млн т.² Таким образом, РФ заняла третье место после Австралии и Катара по объему поставленного СПГ в Китай³.

Основное место в структуре газопотребления Китая принадлежит промышленным предприятиям (54% от суммарного спроса на газ)⁴. При этом ключевым источником роста в 2023–2024 гг. стал большегрузный транспорт на СПГ: в 2023 г. было продано 152 тыс. грузовиков, в первой половине 2024 г. – 109 тыс. грузовиков (+104% к аналогичному периоду 2023 г.)⁵. В энергетическом секторе традиционно высокую долю занимают уголь (60%) и возобновляемые источники энергии (ВИЭ) (35%), тогда как газу принадлежит немногим более 3%⁶.

Учитывая оценку Sinopec⁷, согласно которой спрос на газ к 2030 г. достигнет 570 млрд м³/год, и прогноз по собственной добыче, среднегодовой темп роста импорта СПГ в 2025–2030 гг. составит около 7%⁸. **В результате годовая потребность в СПГ вырастет до 115,3 млн т.**



Основные риски связаны с ускоренной разработкой собственных газовых месторождений, постепенным замещением транспорта на КПГ и СПГ автомобилями с электродвигателем, а также ростом трубопроводного импорта (выход на проектную мощность магистрального газопровода «Сила Сибири», запуск в 2027 г. «дальневосточного» маршрута ПАО «Газпром» с плановым объемом прокачки до 10 млрд м³/год⁹, вероятное завершение линии D газопровода Туркменистан–Китай с пропускной способностью 30 млрд м³/год)¹⁰.

1) LNGPrime.com, 20.01.2025 ([China's LNG imports up 7.7 percent in 2024 - LNG Prime](#))

2) APA.az, 20.01.2025 ([China increased oil, LNG import from Russia in 2024](#))

3) Anadolu Ajansi, 25.01.2025 ([China's natural gas consumption to increase by 6.5% in 2025](#))

4) Институт энергетики и финансов, 23.07.2024 ([How much Russian gas does China need?](#))

5) Power Progress, 28.10.2024 ([LNG-fueled heavy trucking grows in China - Power Progress](#)); S&P Global, 26.06.2024 ([China nears peak gasoline demand as LNG-fueled heavy duty truck sales surge | S&P Global](#))

6) Институт энергетики и финансов, 23.07.2024 ([How much Russian gas does China need?](#))

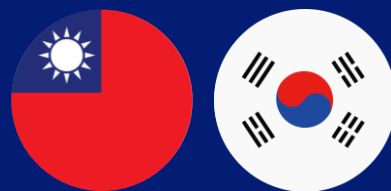
7) Reuters.com, 19.12.2024 ([China's oil consumption to peak by 2027, says top refiner Sinopec | Reuters](#))

8) Gas Outlook, 11.07.2024 ([Gas Outlook | China LNG demand growth could already be stalling - Gas Outlook](#))

9) ТАСС, 30.09.2024 ([Госэкспертиза одобрила "дальневосточный" маршрут поставок газа в Китай](#))

10) Reuters, 24.05.2023 ([China prioritising Turkmenistan over Russia in next big pipeline project | Reuters](#)); S&P Global, 21.12.2023 ([PetroChina looking to resume Central Asia Gas Pipeline Line D construction in 2024: source | S&P Global Commodity Insights](#))

ТАЙВАНЬ* И ЮЖНАЯ КОРЕЯ



Тайвань

Импортный СПГ является единственным источником газа для Тайваня и Южной Кореи.

На Тайване, как и в материковом Китае, основная доля в структуре спроса на газ принадлежит промышленности (68%)¹. При этом наиболее быстрорастущим сегментом является СПГ-генерация. Ожидается², что к концу 2026 г. доля СПГ в структуре производства электроэнергии вырастет с текущих 40% до 50% (за счет закрытия двух угольных электростанций и вывода из эксплуатации последнего действующего ядерного реактора).

Ввиду растущего спроса на электроэнергию со стороны высокотехнологичного сектора экономики (производство полупроводников, строительство ЦОД для обслуживания моделей искусственного интеллекта), **потребность в СПГ к 2030 г. может увеличиться до 34,7 млн т/год (+62% к уровню 2024 г.)**³.

Для обеспечения дополнительного импорта на Тайване планируется увеличить регазификационные мощности, в т.ч. ввести в эксплуатацию новый терминал Таюань (3 млн т/год, 2025 г.), а также расширить существующие терминалы Тайчунг и Юнг-Ань (2026–2027 гг.)⁴.

* Настоящее исследование рассматривает Тайвань отдельно от КНР, так как на сложившемся на сегодняшний день рынке СПГ Тайвань фактически является отдельным рыночным игроком, принимающим решения в соответствии с собственной стратегией развития энергетики.

Основным экспортером СПГ является Австралия (40% от общих поставок). Доля российского СПГ в структуре тайваньского импорта за последние несколько лет существенно снизилась – с 14% в 2020 г. до 3% в 2023 г.⁵

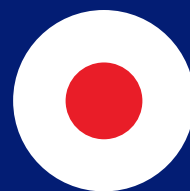
Южная Корея

Южная Корея в 2024 г. импортировала 47,2 млн т СПГ⁶. Из них российские поставки составили 2,1 млн т, увеличившись на 29% по сравнению с 2023 г.⁷ Несмотря на рост импорта СПГ в 2024 г. (+7% к уровню 2023 г.), в перспективе до 2030 г. ожидается снижение спроса (в среднем на 2% в год). Это объясняется изменениями в стратегии развития национальной энергетики⁸.

Согласно 11-му базовому плану по производству и потреблению электроэнергии на 2024–2038 гг.⁹, Южная Корея планирует нарастить долю ВИЭ (с 9% в 2023 г. до 22% в 2030 г.) и атомной энергии (с 29% в 2023 г. до 32% в 2030 г.) за счет одновременного уменьшения доли СПГ (с 28% в 2023 г. до 25% в 2030 г.) в структуре энергогенерации. В случае реализации этого плана, **годовая потребность южнокорейских электростанций в СПГ может сократиться на 7,4 млн т/год.** Данную тенденцию подтверждает остановка проектов по строительству 4-х новых СПГ-терминалов в 2024 г.¹⁰

- 1) Energy Administration Ministry of Economic Affairs, официальный сайт ([Energy Administration, Ministry of Economic Affairs, R.O.C. - Various Forms of Energy](#))
- 2) RBAC Inc., 28.05.2024 (A Tale of Two LNG Importers: Japan and Taiwan - RBAC Inc.)
- 3) Energy Administration Ministry of Economic Affairs, официальный сайт ([Energy Administration, Ministry of Economic Affairs, R.O.C. - What's New](#))
- 4) RBAC Inc., 28.05.2024 (A Tale of Two LNG Importers: Japan and Taiwan - RBAC Inc.)
- 5) Energy Administration Ministry of Economic Affairs, официальный сайт ([Energy Administration, Ministry of Economic Affairs, R.O.C. - Annual Data](#))
- 6) Reuters, 16.01.2025 ([Energy Administration, Ministry of Economic Affairs, R.O.C. - Annual Data](#))
- 7) Caliber.az, 15.01.2025 (Russia increases monthly LNG shipments to South Korea - Achieving record growth)
- 8) IEEFA, 1.08.2024 ([South Korea scrapping mega-scale LNG terminal projects amid weakening demand, overinvestment risks | IEEFA](#))
- 9) ANGE Association (<https://angeassociation.com/location/republic-of-korea/>); IEEFA, 1.08.2024 ([South Korea scrapping mega-scale LNG terminal projects amid weakening demand, overinvestment risks | IEEFA](#))
- 10) IEEFA, 1.08.2024 ([South Korea scrapping mega-scale LNG terminal projects amid weakening demand, overinvestment risks | IEEFA](#))

ЯПОНИЯ

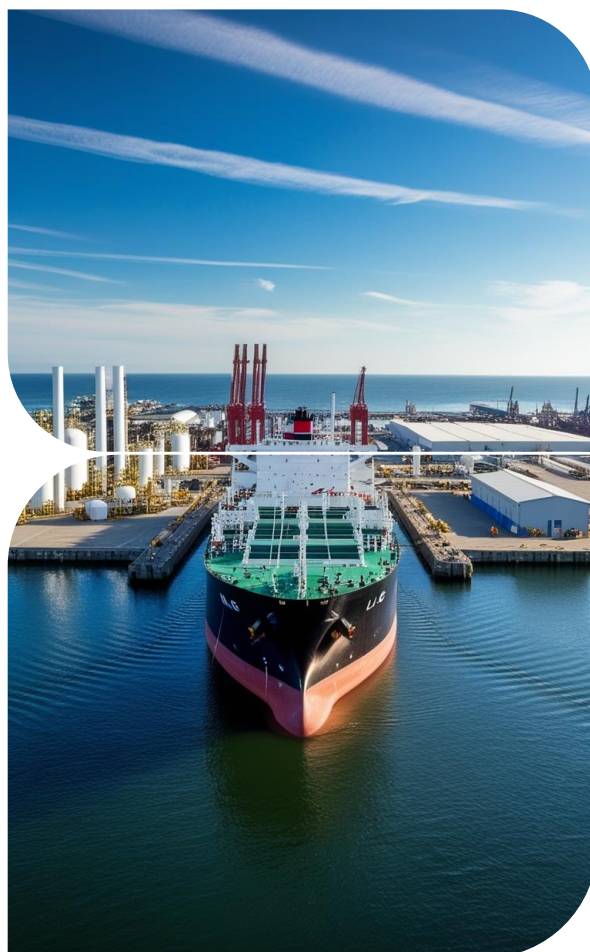


В Японии, которая до 2021 г. являлась крупнейшим импортером СПГ в мире, **спрос на газ непрерывно снижается с 2015 г.** В течение 2019–2024 гг. импорт СПГ упал почти на 19%, с 80,7 млн т до 65,7 млн т.¹ Как и в случае с Южной Кореей, эта тенденция обусловлена кардинальным поворотом в развитии энергетического сектора.

В стране постепенно возобновляют работу атомные электростанции, закрытые после аварии на АЭС в Фукусиме в 2011 г. Кроме того, растет роль ВИЭ: согласно последним редакциям Стратегического плана развития энергетики², доля «зеленых» электростанций в общей структуре производства электроэнергии должна увеличиться до 36% – 38% в течение следующих десяти лет.

Несмотря на снижение спроса на газ, Япония по-прежнему остается одним из основных покупателей СПГ с проекта «Сахалин-2» (на ее долю приходится до 58% отгрузок)³. Впрочем, понижительная тенденция прослеживается и в этом случае: так, в 2024 г. Япония уменьшила импорт сахалинского СПГ на 7% по сравнению с 2023 г., с 5,9 млн т до 5,5 млн т.⁴

Учитывая, что потребление газа будет уменьшаться и дальше (в среднем на 5% в год в течение 2025–2030 гг.), а сроки действующих договоров на поставку сахалинского СПГ истекнут в 2026–2033 гг.⁵, можно предположить, что **в следующем десятилетии Япония перестанет играть значимую роль в импорте российского СПГ.**



- 1) IEEFA, март 2024 г. ([20240229 - Report - Japan's largest LNG buyers have a surplus problem.pdf](#)); IEA.org ([LNG imports, 2014-2024 – Charts – Data & Statistics - IEA](#))
- 2) IEEFA, 19.11.2024 ([Japan's LNG resales into overseas markets hit record high in FY2023 as domestic demand plummeted | IEEFA](#)); The Japan Times, 13.01.2025 ([Japan's energy plans endanger real climate solutions - The Japan Times](#))
- 3) Reuters, 3.12.2024 ([Russia's crude oil and LNG shipments to Asia slip slightly in 2024 | Reuters](#)); Pipeline and Gas Journal, 4.10.2024 ([Japan Becomes Top Buyer of LNG from Russia's Sakhalin 2 | Pipeline and Gas Journal](#))
- 4) Reuters, 11.12.2024 ([Rival LNG supplies, Sakhalin's depleting fields give Japan an exit from Russian gas | Reuters](#)); The Japan Times, 24.02.2025 ([Three years into Ukraine war, Japan struggles to ensure steady LNG supply - The Japan Times](#))
- 5) Reuters, 11.12.2024 ([Rival LNG supplies, Sakhalin's depleting fields give Japan an exit from Russian gas | Reuters](#))

ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЭКСПОРТА СПГ

Среди **основных угроз** для развития рынка СПГ в Восточной Азии можно отметить:

- **Сохранение роли угля** как основного источника энергии в материковом Китае¹ (ожидается, что в 2025 г. добыча угля в стране вырастет на 1,5% по сравнению с уровнем 2024 г.)².
- **Ускоренное развитие ВИЭ-генерации**, обусловленное дальнейшим снижением удельных затрат на выработку электроэнергии ветряными и солнечными электростанциями;
- **Недостижение прогнозных объемов потребления газа в промышленности** ввиду возможного замедления темпов экономического роста в материковом Китае и на Тайване.

Кроме того, значительным **препятствием для наращивания экспорта российского СПГ является вероятное увеличение закупок североамериканского газа Японией, Южной Кореей и Тайванем**. Помимо прямой причины, обусловленной расширением предложения в результате запуска новых СПГ-заводов на побережье Мексиканского залива, страны Восточной Азии могут опасаться импортных пошлин, которые новая администрация Белого дома угрожает ввести в отношении тех партнеров, с которыми у США сложился дефицит торгового баланса³.

Еще один **негативный фактор связан с перепродажами СПГ, не востребованного на внутреннем рынке, японскими импортерами**. По мере снижения спроса на газ объемы перепродаж СПГ постоянно увеличивались и в 2023 г.⁴ достигли 38,3 млн т. Это не только затрудняет прогнозирование, но и создает значительный навес предложения, который может еще больше усугубить ожидаемое в конце 2020-х гг. затоваривание и разбалансировку глобального рынка СПГ.



1) Powermag.com, 27.01.2025 ([Coal Continues to Lead China's Record Levels of Power Generation](#)); Carbon Brief, 13.02.2025 ([China's construction of new coal-power plants 'reached 10-year high' in 2024 - Carbon Brief](#)); The Guardian, 13.02.2025 ([China's coal power habit undercuts 'unprecedented pace' of clean energy | China | The Guardian](#))

2) Oil Price.com, 5.03.2025 ([China Set to Boost Coal Dependence | OilPrice.com](#))

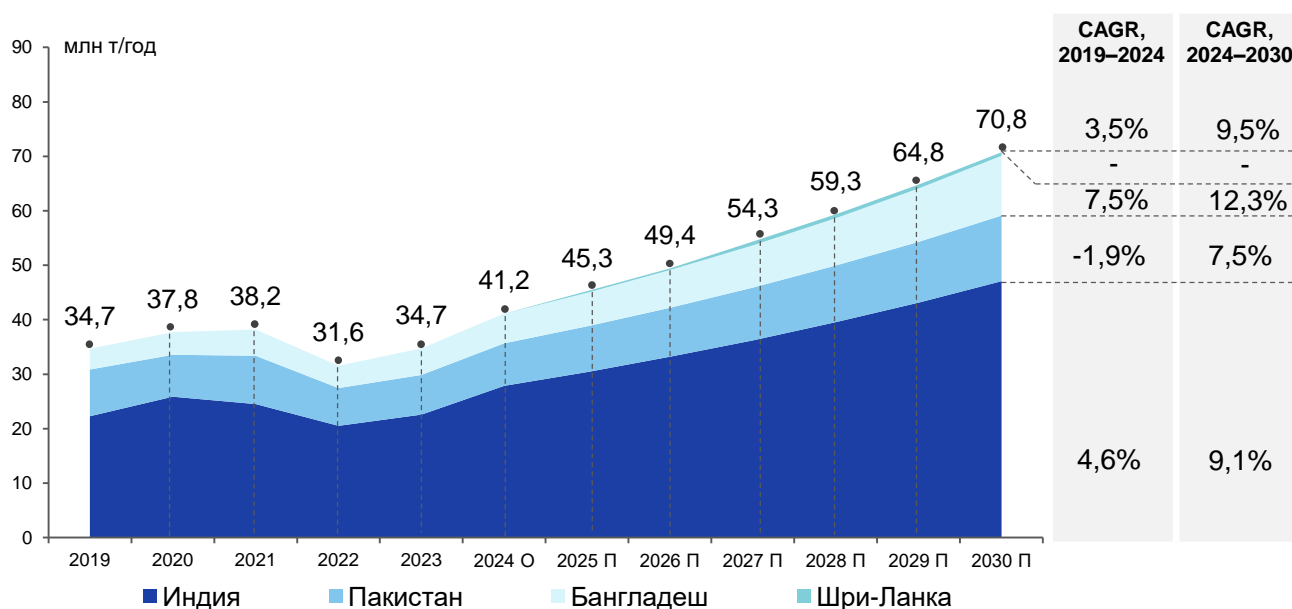
3) Reuters, 16.01.2025 ([South Korea considering buying more US oil and gas, industry minister says | Reuters](#)); Business Korea, 31.01.2025 ([South Korea to Import 7 Million Tons of U.S. LNG Annually in Strategic Energy Shift - Businesskorea](#))

4) Имеется в виду финансовый год (с апреля 2023 г. по март 2024 г.).

2. ЮЖНАЯ АЗИЯ

По состоянию на 2024 г. три крупнейших страны региона (Индия, Бангладеш, Пакистан) являются нетто-импортерами СПГ. Собственная добыча газа удовлетворяет от $\frac{1}{2}$ (Индия)¹ до $\frac{3}{4}$ (Бангладеш)² внутренней потребности и в 2025–2030 гг., по оценке Рексофт Консалтинг, будет снижаться в среднем на 0,4% ежегодно, с 84 млрд м³ в 2024 г. до 82 млрд м³ в 2030 г. Потребление газа, напротив, будет увеличиваться в среднем на 4,1% в год (с 141 млрд м³ в 2024 г. до 179 млрд м³ в 2030 г.), так что суммарный импорт СПГ в регионе вырастет ожидаемо с 41,2 млн т/год в 2024 г. до 70,8 млн т/год в 2030 г. (+72%) (см. рис. 2).

Рис 2. Динамика импорта СПГ в странах Южной Азии, 2019-2030гг.



О – оценка, П – прогноз

Источники: The Economic Times (2025), Asian Power (2024), Arab News (2024), Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2024), The Hindu Business Line (2024)

1) Petroleum Planning & Analysis Cell, Ministry of Petroleum & Natural Gas, Government of India (Consumption | Petroleum Planning & Analysis Cell | Government of India); Rystad Energy (India's domestic gas demand to double by 2040, local production falls short)
 2) Asian-power.com, 05.2024 (Bangladesh foresees surge in natural gas electricity production by 2032 | Asian Power)

ИНДИЯ



Наиболее перспективной страной для развития импорта СПГ в Южной Азии является Индия. Это обусловлено высокой диверсификацией внутреннего газового рынка, активным развитием производства сельскохозяйственных удобрений и сети автомобильных газозаправочных станций (АГЗС), а также повышенным спросом на импортный СПГ для генерации электроэнергии в периоды пиковых нагрузок на электросеть (май – июль)¹.

Динамика импорта СПГ в течение 2019–2024 гг. характеризовалась нестабильностью. Достигнув пика в 2020 г. (25,9 млн т), спрос на СПГ затем упал до 20,6 млн т в 2022 г. на фоне резкого скачка цен². Однако по итогам 2024 г. Индия установила рекорд годового потребления и обошла Францию, выйдя на четвертое место в мире по объемам импорта СПГ (27,9 млн т)³. Основным драйвером роста стал спрос на газ со стороны электростанций, особенно в летний период, когда температуры в отдельных штатах достигали 50 °С⁴.

В соответствии с планами Министерства нефти и газа Индии, доля природного газа в энергетическом балансе должна вырасти к 2030 г. с текущих 6% до 15%⁵. Для достижения этой цели стране потребуется увеличить потребление природного газа до 500 млн м³/сут. (183 млрд м³/год)⁶, т.е. почти в 2,5 раза по сравнению с уровнем 2024 г. (~74 млрд м³). Если мощности СПГ-терминалов, с учетом планируемого расширения основного терминала Дахедж (Dahej) с текущих 17,5 млн т/год до 22,5 млн т/год и вводом нового СПГ-терминала мощностью 5 млн т/год в г. Гопалпуре (Gopalpur)⁷, могут обеспечить поставки СПГ в необходимом объеме, то расширение газотранспортной инфраструктуры за столь короткое время представляется значительно более трудной задачей.

Согласно более осторожному прогнозу Международного энергетического агентства (IEA)⁸, суммарное потребление природного газа в Индии к 2030 г. вырастет до 103 млрд м³/год (+39% к уровню 2024 г.) в базовом сценарии. Учитывая, что собственная добыча газа при этом увеличится только на 6% (до 38 млрд м³/год), **импорт СПГ придется нарастить до 47,1 млн т/год, т.е. в 1,7 раз по сравнению с 2024 г.** Оптимистичный сценарий, учитывающий более активное применение стимулирующих мер со стороны государства, допускает рост суммарного потребления до 120 млрд м³/год (+62% к уровню 2024 г.). **В этом случае прогнозный импорт СПГ может составить 59,4 млн т/год, что выведет Индию на второе место в мире после Китая по объемам закупок данного топлива.**

Наиболее быстрыми темпами, как ожидается, спрос на газ будет расти в коммунально-бытовом и транспортном секторах. Общее количество АГЗС и подключенных к газораспределительным сетям домохозяйств к 2030 г. может почти удвоиться. Наибольший прирост потребления газа в абсолютных значениях (+19 млрд м³/год) обеспечит промышленность: из них 15 млрд м³/год – предприятия тяжелой и обрабатывающей промышленности, 4 млрд м³/год – нефтеперерабатывающие заводы⁹.

1) The Hindu Business Line, 26.08.2024 (India's LNG imports during May-July 2024 at 4-year high - The Hindu BusinessLine)

2) World Bank, World Integrated Trade Solution (India Natural gas, liquefied imports | 2022 | Data)

3) Energyworld.com, 20.02.2025 (India's LNG demand hits 27 MT; Petronet LNG expands capacity, invests in petrochemicals, ET EnergyWorld)

4) Chemical Industry Digest, 28.02.2025 (India's LNG Imports Hit Record 27 MT in 2024: Shell |)

5) Energyworld.com, 20.02.2025 (India's LNG demand hits 27 MT; Petronet LNG expands capacity, invests in petrochemicals, ET EnergyWorld)

6) IEEFA, 1.07.2024 (Is India's 2030 gas consumption target feasible? | IEEFA)

7) Energyworld.com, 20.02.2025 (India's LNG demand hits 27 MT; Petronet LNG expands capacity, invests in petrochemicals, ET EnergyWorld)

8) IEA.org, 12.02.2025 (India's natural gas demand set for 60% rise by 2030, supported by upcoming global LNG supply wave - News - IEA)

9) Там же

БАНГЛАДЕШ



Бангладеш – второй по приоритету рынок СПГ в Южной Азии. Так же, как в Индии, собственная добыча газа в Бангладеш постоянно снижается: если в 2019 г. страна добывала 32,7 млрд м³/год, то в 2024 г. годовая добыча составила 27,2 млрд м³ (падение на 17%)¹. Одновременно значительно выросли закупки СПГ. Бангладеш начал импорт сжиженного газа в 2018 г., закупив всего около 0,7 млн т СПГ². В 2024 г. объем импорта увеличился более чем в 8 раз по сравнению с уровнем 2018 г. и, по оценке Рексофт Консалтинг, составил примерно 5,5 млн т.

Ожидается, что в 2025–2030 гг. темпы падения добычи замедлятся, но, несмотря на это, растущая потребность в газе для производства электроэнергии **заставит Бангладеш увеличить закупки СПГ в 2 раза, с 5,5 млн т в 2024 г. до 11 млн т в 2030 г.**³ В 2023 г. доля установленной мощности электростанций, использующих природный газ, составила 39%⁴. Так как в Бангладеш, в отличие от Индии и Пакистана, отсутствуют значительные запасы угля, тенденция повышения роли природного газа в производстве электроэнергии с большой вероятностью сохранится.

Еще одной отличительной особенностью Бангладеш является высокая доля закупок на спотовом рынке СПГ. В 2024 г. они составили приблизительно половину от совокупного импорта СПГ (другую половину составили поставки, осуществляемые по долгосрочным договорам с Катаром и Оманом)⁵. Принимая во внимание прогнозируемый рост потребности в СПГ, **доля незаконтрактованных поставок может увеличиться к 2030 г. до 64%.**



1) Petrobangla, годовой отчет 2022–2023

2) IEEFA, 1.07.2024 ([Is India's 2030 gas consumption target feasible? | IEEFA](#))

3) Asian-power.com, 05.2024 ([Bangladesh foresees surge in natural gas electricity production by 2032 | Asian Power](#)); IEFA (май 2024), Industrial Energy Efficiency to Curb Bangladesh's Short-term LNG Demand Growth

4) Asian-power.com, 05.2024 ([Bangladesh foresees surge in natural gas electricity production by 2032 | Asian Power](#))

5) Natural Gas World, 4.12.2024 ([Bangladesh's new LNG purchase policy draws Shell, BP, Glencore and Aramco](#))

ПАКИСТАН И ШРИ-ЛАНКА



Пакистан

Возможности развития импорта СПГ в Пакистан ограничены медленными темпами восстановления экономики. Высокие цены на СПГ, установившиеся в 2021–2022 гг., привели к отмене планов строительства новых газовых электростанций по модели LNG-to-power¹. На этом фоне компания Shell, еще в 2019 г. заявлявшая о намерении запустить пять СПГ-терминалов, свернула операционную деятельность в стране², а японская компания Mitsubishi Corporation продала свою долю в строящемся терминале Табир (Tabeer) компании Bison Energy (ОАЭ)³.

Ситуация усугубилась в 2023–2024 гг. после резкого повышения тарифов на электроэнергию⁴. В результате падения энергопотребления Пакистан был вынужден перенести часть поставок СПГ, выполняемых по долгосрочному контракту с Катаром, на 2025–2026 гг.⁵ В течение следующих 5 лет, учитывая сокращение собственной добычи газа (в среднем на 2% в год) и наличие богатых запасов угля, Пакистан планирует сделать ставку на развитие угольной генерации⁶.

Потребность в импортном СПГ, тем не менее, может вырасти к 2030 г. с текущих 10 млн т/год до 12–16 млн т/год⁷. Однако достижение этого показателя возможно только при условии стабильного экономического роста и восстановления спроса на электроэнергию со стороны населения и промышленных предприятий.

Шри-Ланка

В связи со строительством газовых электростанций с суммарной установленной мощностью 650 МВт небольшой рынок СПГ будет сформирован также в Шри-Ланке⁸.

Ожидаемый спрос составит от 0,3 млн т/год в 2025–2026 гг. до 0,7 млн т/год в 2027–2030 гг.). Учитывая, что СПГ будет поставляться по договору с индийской Petronet LNG⁹, развитие газового рынка Шри-Ланки послужит дополнительным стимулом для наращивания импорта СПГ в Индию.



1) Control Risks, 21.05.2024 ([Tough road ahead for Pakistan's energy sector amid fragile economy](#))

2) Reuters, 14.06.2023 ([Shell to exit Pakistan unit with sale of shares | Reuters](#)); Profit by Pakistan Today, 15.06.2023 ([Shell is exiting Pakistan. What does it mean and what could the transaction look like? - Profit by Pakistan Today](#))

3) Natural Gas World, 3.10.2023 ([UAE's Bison Energy gets approval to acquire Pakistani LNG cos](#))

4) Reuters, 9.11.2024 ([Pakistan to slash winter power tariffs to spur demand, cut gas use | Reuters](#))

5) Riviera.com, 10.12.2024 ([Riviera - News Content Hub - Pakistan postpones LNG imports amid domestic surplus](#))

6) Reuters, 14.02.2023 ([Exclusive: Pakistan plans to quadruple domestic coal-fired power, move away from gas | Reuters](#))

7) Energyflux.news, 21.10.2024 ([Asia's LNG bottleneck \(part 1\) - by Seb Kennedy](#))

8) Business Standard, 20.08.2024 ([India & Sri Lanka sign agreement for power generation | Company News - Business Standard](#))

9) The Hindu Business Line, 20.08.2024 ([Petronet LNG to supply gas to Sri Lanka - The Hindu BusinessLine](#))

ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЭКСПОРТА СПГ

Основные угрозы для развития рынка СПГ включают:

- **Высокую чувствительность к ценам на СПГ**, выражающуюся в замедлении спроса и переносе сроков либо отказе от реализации проектов по расширению СПГ-инфраструктуры при среднегодовых ценах на спотовом рынке более \$10 / млн БТЕ (свыше \$355 / тыс м³);
- **Высокую конкуренцию со стороны угля** ввиду более низких цен на уголь по сравнению с ценами на СПГ и наличия крупных угольных месторождений в Индии и Пакистане;
- **Сокращение потребления газа** из-за ухудшения макроэкономических условий, повышения тарифов для конечных потребителей, развития автономных источников электроснабжения (солнечных панелей) и возможного замещения автопарка на метане (КПГ) автомобилями с электродвигателем.

Кроме того, для всех рассмотренных стран характерна **высокая зависимость от импорта СПГ из Катара**. Поставки QatarEnergy обеспечивают от 56% (Индия) до 100% (Пакистан) годовой потребности в СПГ.

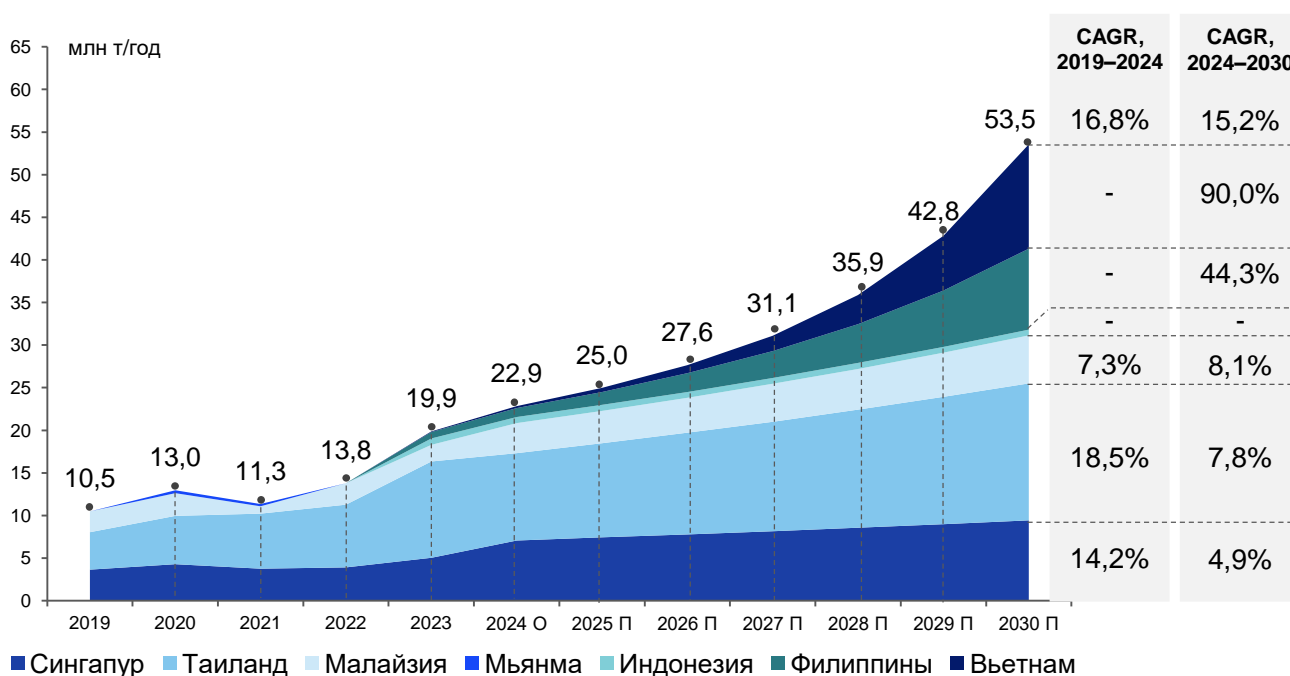


1) International Gas Union, 2024 World LNG Report (2024 World LNG Report | International Gas Union); Profit by Pakistan Today, 7.02.2024 (Qatar to supply India with 7.5m metric tons of LNG annually in major 20-year deal - Profit by Pakistan Today)

3. ЮГО-ВОСТОЧНАЯ АЗИЯ (СТРАНЫ АСЕАН)

Ожидается, что в 2025–2030 гг. АСЕАН станет наиболее быстрорастущим рынком СПГ в мире: объем импорта СПГ, по оценке Рексофт Консалтинг, может вырасти в 2,4 раза, с 22,9 млн т в 2024 г. до 53,5 млн т в 2030 г. (см. рис. 3). Две страны, которые вместе обеспечат до 67% этого роста, – Вьетнам и Филиппины. Стратегии развития энергетики, принятые в обоих государствах, рассматривают газ как переходное топливо на пути к созданию безуглеродной экономики¹. Ввиду ограниченных возможностей по наращиванию собственной добычи, ставка делается на развитие СПГ-генерации и постепенное увеличение импорта СПГ.

Рис 3. Динамика импорта СПГ в странах Юго-Восточной Азии (АСЕАН), 2019-2030гг.



О – оценка, П – прогноз

Источники: Offshore Energy (2025), Oilprice.com (2025), Bangkok Post (2024), Bloomberg (2024), Indonesia Business Post (2024), Thailand Development Research Institute (2024), The Investor.vn (2024), IEA.org

1) The Investor, 19.12.2024 ([Vietnam to be key link in global LNG chain on rising demand: experts](#)); Nguyen, H.T., Turksen, U., LNG-to-Power Projects in Vietnam: A Critical Assessment of Potentials, Gains and Risks, сентябрь 2023 ([LNG-To-Power Projects in Vietnam](#)); Business World, 18.06.2024 ([LNG to play key transition role as RE infrastructure builds out — DoE - BusinessWorld Online](#))

ФИЛИППИНЫ



На Филиппинах в 2023 г. были введены в эксплуатацию сразу две плавучие регазификационные установки (ПРГУ) – Batangas Bay LNG (проектная мощность – 3 млн т/год) и First Gen LNG (проектная мощность – 5 млн т/год)¹. **Решение о начале импорта СПГ было принято в связи с падением добычи на единственном газовом месторождении Малампайя.** Газ, добываемый на Малампайе, поставляется на пять электростанций с суммарной установленной мощностью 3,7 ГВт².

Так как полное прекращение добычи ожидается уже в 2027 г., импорт СПГ растет достаточно высокими темпами: если в 2023 г. объем импортированного СПГ составил около 0,8 млн т, то в 2024 г. – уже 1,1 млн т (+39%)³. Кроме того, в 2025–2028 гг. запланировано достаточно существенное расширение СПГ-инфраструктуры: суммарная мощность приемных терминалов может быть доведена до 27 млн т/год⁴.

В результате постепенного вывода из эксплуатации угольных электростанций и развития сети хранилищ СПГ на малых островах, импорт СПГ может вырасти к 2030 г. до 9,5 млн т/год (оценка Рексофт Консалтинг).

Основные угрозы обусловлены вероятностью открытия новых запасов газа (в 2025–2028 гг. планируется проведение геологоразведочных работ на четырех лицензионных участках)⁵ и **опережающим развитием ВИЭ-генерации**, доля которой в структуре производства электроэнергии уже сейчас составляет 34%⁶. Впрочем, даже в случае успешных ГРП начало добычи на потенциальных газовых месторождениях возможно не раньше, чем в первой половине 2030-х гг.



- 1) Enerdata.net, 14.04.2023 ([Philippines Receives First LNG Cargo for Commissioning of Batangas Terminal](#)); Offshore-Energy.biz, 23.06.2023 ([First Gen welcomes BW Batangas FSRU in the Philippines - Offshore Energy](#))
- 2) Offshore-Energy.biz, 23.04.2024 ([Gas field surpasses its export capacity to ensure energy security in Philippines due to grid alert - Offshore Energy](#))
- 3) ICIS.com, 22.11.2024 ([Overview of LNG, gas infrastructure in the Philippines | ICIS](#))
- 4) Там же.
- 5) Power Philippines, 21.11.2024 ([Prime Energy advances exploration drilling under Malampaya | Power Philippines](#)); Gulf News, 20.12.2024 ([Philippines: Boom time for oil, gas, coal exploration](#))
- 6) Energy Monitor, 24.06.2024 ([Energy transition in Philippines](#))

ВЬЕТНАМ



Потенциал импорта СПГ во Вьетнаме, обусловленный реализацией 8-го Плана развития национальной электроэнергетики (PDP8, 2021–2030 гг.)¹, выглядит еще более впечатляющим. В стране планируется создать сеть приемных терминалов с суммарной мощностью более 20 млн т/год, полностью ориентированную на развитие СПГ-генерации².

По оценке Министерства промышленности и торговли Вьетнама³, **потребность в СПГ в результате реализации PDP8 может составить к 2030 г. от 15 млн т/год до 20 млн т/год**. Решение о переходе к импорту СПГ принято на фоне острого энергодефицита, недостатка систем хранения (накопления) электроэнергии и высокого износа энергетической инфраструктуры⁴, а также падения добычи газа на собственных месторождениях в Южно-Китайском море⁵. Ожидается, что доля СПГ-генерации в общем энергетическом балансе Вьетнама составит 15%, суммарное производство электроэнергии на новых электростанциях – 83 млрд кВт*ч/год⁶.

Несмотря на очевидную потребность, **развитие СПГ-инфраструктуры сопряжено с существенными задержками**. На конец 2024 г. имеется один приемный терминал Thi Vai (проектная мощность – 1 млн т/год), расположенный на юго-востоке страны. Две первые электростанции, работающие в формате LNG-to-power, будут введены в эксплуатацию только во II квартале 2025 г.⁷

Ввиду бюрократических трудностей, отсутствия согласованных механизмов ценообразования, неоднократного переноса сроков проведения тендеров и трудностей с получением заемного финансирования⁸, реализация программы СПГ-генерации в полном объеме представляется маловероятной. В связи с этим **реальный импорт СПГ к 2030 г., скорее всего, будет существенно ниже официального прогноза и составит 7 – 12 млн т/год** (оценка Рексофт Консалтинг).

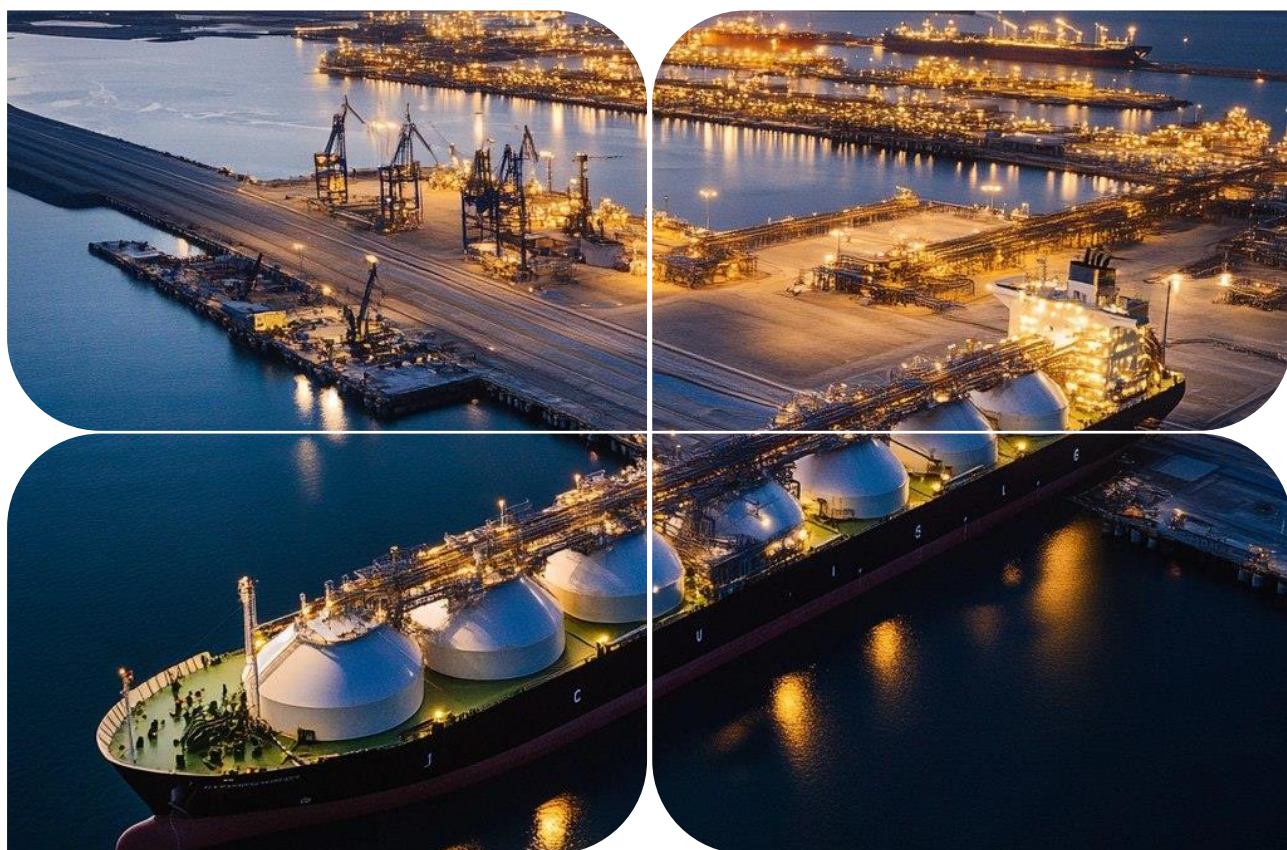


- 1) PV Gas (LNG in PDP 8: from concept to reality); Watson Farley & Williams ([Vietnam issues Implementation Plan of Power Development Plan 8 - Watson Farley & Williams](#))
- 2) Asia Gas Tracker, LNG Import Capacity by Country/Area ([LNG Terminals Summary Tables - Asia Gas Tracker - last updated September 2024.xlsx - Google Sheets](#))
- 3) The Investor.vn, 19.12.2024 ([Vietnam to be key link in global LNG chain on rising demand: experts](#))
- 4) U.S. International Trade Administration, 30.01.2024 ([Vietnam - Power Generation, Transmission, and Distribution](#)); VnEconomy, 21.04.2024 ([Vietnam Determined to Avoid Power Shortages In 2024 After Struggles Last Year - Vietnam Economic Times | VnEconomy](#))
- 5) S&P Global, 24.09.2024 ([Vietnam faces domestic natural gas shortfall for power generation in 2025 | S&P Global](#))
- 6) Vietnam News, 7.01.2025 ([LNG power projects face multiple hurdles](#))
- 7) Offshore-Energy.biz, 7.01.2025 ([PM wants Vietnam's first LNG power plants online by June as delays loom - Offshore Energy](#)); Offshore-Energy.biz, 20.01.2025 ([Vietnam's first LNG-fuelled power plant completes test firing - Offshore Energy](#))
- 8) Vietnam News, 7.01.2025 ([LNG power projects face multiple hurdles](#))

ВЬЕТНАМ



Справедливость данной оценки подтверждается обновленным проектом 8-го Плана развития национальной электроэнергетики Вьетнама, обнародованным в феврале 2025 г. На момент подготовки настоящего отчета документ еще не утвержден, однако основные изменения по сравнению с предыдущей версией 2023 г. почти наверняка найдут отражение в финальной редакции. Согласно новому проекту, спрос на электроэнергию в 2025 г. вырастет на 8%, в 2026–2030 гг. будет ожидаемо увеличиваться на 12–16% ежегодно¹. Таким образом, суммарная установленная мощность объектов электроэнергетики должна вырасти более чем в 2 раза, с 80 ГВт в 2024 г. до 175 ГВт к 2030 г.² Основным источником этого роста станут угольные и солнечные электростанции: для первых целевой показатель установленной мощности повышен с 30,1 ГВт до 31 ГВт (с возможностью ввода дополнительных 7,2 ГВт), для вторых – с 9 ГВт до 34 ГВт.³ Цель по вводу электростанций на СПГ и собственном газе, напротив, снижена – с 22,4 ГВт до 18,0 ГВт.⁴ Это говорит о трудностях, связанных как с разработкой собственной ресурсной базы (ввиду неоднократных переносов сроков ввода крупного газового месторождения Blue Whale и других проектов)⁵, так и со строительством капиталоемкой СПГ-инфраструктуры.



- 1) Vietnam News, 1.03.2025 ([Việt Nam mulls revising its Power Development Plan](#))
- 2) Enerdata.net, 6.02.2025 ([Vietnam's draft power development plan delays offshore wind projects to 2035 | Enerdata](#))
- 3) Necessary.com, 25.02.2025 ([Vietnam to update Power Development Plan amid ambitious energy goals | NEWS | Reccessary](#))
- 4) Enerdata.net, 6.02.2025 ([Vietnam's draft power development plan delays offshore wind projects to 2035 | Enerdata](#))
- 5) The Investor, 9.08.2024 ([Vietnam aims to process Blue Whale gas-to-power project without ExxonMobil: Minister](#))

ТАИЛАНД



Таиланд, занимающий десятую позицию в мировом рейтинге СПГ-импортеров (10,3 млн т в 2024 г.)¹, имеет **наиболее развитый газовый рынок среди стран АСЕАН**. Газ, добываемый на собственных месторождениях в Сиамском заливе (81,7 млн м³/сут.), обеспечивает примерно 61% внутренней потребности, 10% приходится на трубопроводный импорт из Мьянмы, оставшиеся 29% – на импортный СПГ. Основную долю в структуре потребления газа занимает производство электроэнергии (68%), доля импортного СПГ в общих поставках газа на электростанции – около 33%. Кроме того, в стране имеется несколько газоперерабатывающих заводов и достаточно крупный автопарк на КПГ, которому принадлежит около 3% в суммарном спросе на газ². Импорт СПГ осуществляется через терминалы Nong Fab (проектная мощность – 7,5 млн т/год) и Map Ta Phut (проектная мощность – 11,5 млн т/год)³; в 2027 г. общая мощность последнего за счет запуска третьей очереди вырастет до 22,3 млн т/год⁴.

После резкого скачка цен в 2021–2022 гг. Министерство энергетики Таиланда пересмотрело свои планы по дальнейшему наращиванию импорта СПГ. В результате реализации новой стратегии⁵, направленной на интенсификацию разработки собственных месторождений и увеличение поставок

из зоны совместной разработки (JDA) с Малайзией, импорт СПГ сократился с 10,9 млн т в 2023 г. до 10,3 млн т в 2024 г.⁶

Тем не менее, эти действия с высокой вероятностью будут иметь лишь кратковременный эффект. Принимая во внимание планы по увеличению установленной мощности газовых электростанций (с текущих 37,2 ГВт до 44,7 ГВт в 2030 г.) и дальнейшему росту доли СПГ в структуре производства электроэнергии с 33% до 43% (согласно оценке Института исследований по развитию Таиланда)⁷, **импорт СПГ к 2030 г., скорее всего, вырастет до 16,1 млн т/год** (оценка Рексофт Консалтинг).



1) Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy of Thailand (NGV Statistic)

2) Там же.

3) PTT LNG, 11.05.2021 (9.-A.Detwarasiti_TH-case-study-PTTLNG_finalV2.pdf)

4) Bangkok Post, 16.08.2023 (Bangkok Post - Map Ta Phut port on track for completion); LNG Industry, 17.01.2025 (Gulf LNG commences LNG imports in Thailand | LNG Industry)

5) Bangkok Post, 25.06.2024 (Bangkok Post - Gas production hikes and regional buying to cut LNG imports)

6) Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy of Thailand (NGV Statistic)

7) Thailand Development Research Institute, 26.08.2024 (Proposed Improvements to the Draft Power Development Plan of Thailand 2024-2040 - TDRI: Thailand Development Research Institute)

СИНГАПУР

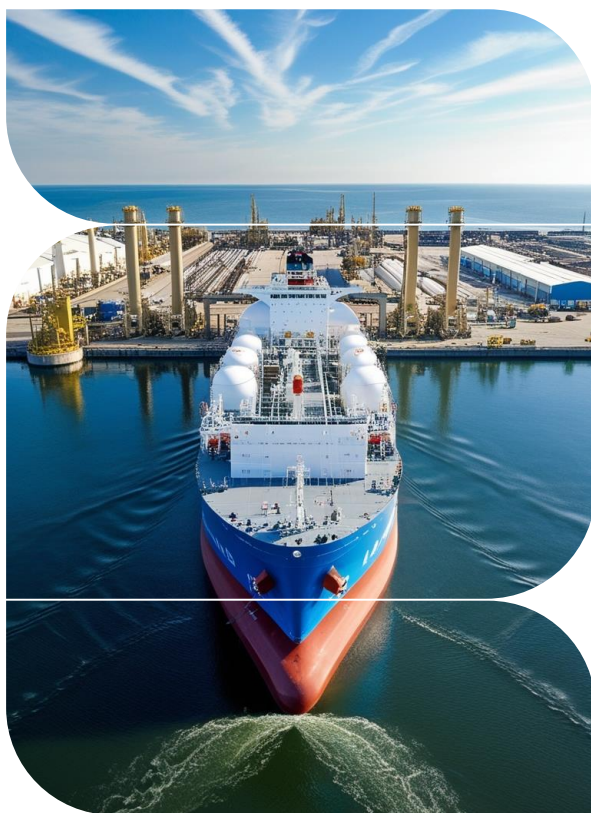


В Сингапуре на долю природного газа приходится около 95% всей вырабатываемой электроэнергии (примерно 54,6 млрд кВт*ч в 2024 г.)¹. Примерно 40% потребности в газе обеспечивают трубопроводные поставки из Малайзии и Индонезии, оставшиеся 60% – импортный СПГ. Предварительная оценка импорта СПГ за 12 месяцев 2024 г. показала существенный рост по сравнению с 2023 г., с 5,1 млн т до 6,8 млн т (+35%)². Ожидается, что эта тенденция сохранится в будущем, так что к 2030 г. потребность в СПГ, по оценке Рексофт Консалтинг, составит более 9 млн т/год.

Основными факторами, способствующими увеличению спроса на СПГ, являются: стратегический фокус на диверсификацию источников газа и уменьшение зависимости от трубопроводного импорта, а также значительный рост СПГ-бункеровки и вычислительных мощностей³.

Ожидается, что спрос на электроэнергию со стороны центров обработки данных (ЦОД), подогреваемый ажиотажем вокруг искусственного интеллекта, вырастет в течение 1 – 2 лет на 35% от текущих уровней⁴. Потребление СПГ для бункеровки, увеличившееся с 49,2 тыс. т в 2021 г. до 463,9 тыс. т в 2024 г.⁵, также продолжит расти.

Конкуренция со стороны ВИЭ будет оставаться низкой, так как ограниченная площадь города-государства не позволяет вводить объекты ВИЭ-генерации с большой установленной мощностью. Перспектива же импорта значительных объемов «зеленой» энергии из соседних стран станет реальной не раньше, чем в следующем десятилетии.⁶



1) Bloomberg, 5.09.2024 ([Singapore Lifts 2035 Clean Energy Import Target By 50% - Bloomberg](#))

2) JODI-Gas World Database, Singapore ([Beyond 20/20 WDS - Reports](#))

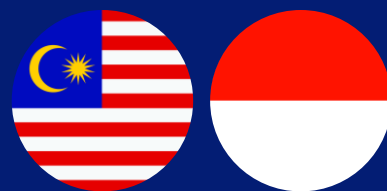
3) Bloomberg, 27.09.2024 ([Singapore LNG Demand Set to Jump on AI and Data Center Boom - Bloomberg](#)); LNG Prime, 16.01.2025 ([Singapore LNG bunkering volumes quadrupled in 2024 - LNG Prime](#))

4) Bloomberg, 27.09.2024 ([Singapore LNG Demand Set to Jump on AI and Data Center Boom - Bloomberg](#))

5) S&P Global, 15.01.2025 ([Singapore bunker sales hit 54.92 million mt record in 2024 amid Red Sea reroutes | S&P Global](#))

6) EMBER, 30.04.2024 ([Regional grids key to Singapore's energy future | Ember](#)); Energy Market Authority, Singapore, 17.10.2024 ([10 Things You Should Know About Singapore's Energy Story | EMA](#))

МАЛАЙЗИЯ И ИНДОНЕЗИЯ



Малайзия и Индонезия, являющиеся нетто-экспортерами СПГ, в последнее время испытывают все больше трудностей с удовлетворением потребностей внутреннего рынка. Это связано как с сокращением либо достижением полки добычи на зрелых газовых месторождениях, так и с ростом внутреннего спроса на газ. Например, Малайзия еще в 2014 г. заключила долгосрочный договор на поставку СПГ с проекта Gladstone LNG в Австралии (2 млн т/год)¹; другой договор сроком на 20 лет, предусматривающий поставку СПГ из Мексики в объеме 3,6 млн т/год, начнет действовать в 2027 г.². В Индонезии потребность в импортном СПГ в 2023–2024 гг. обеспечивалась за счет спотовых поставок из Австралии (менее 1 млн т/год)³.

Предварительная оценка экспорта СПГ из Индонезии (за 12 месяцев 2024 г.) – 12,3 млн т, что почти на 39% ниже по сравнению с пиковыми объемами 2018 г.⁴ По данным Bloomberg⁵, в августе – ноябре 2024 г. отгрузки СПГ были на 8% – 20% ниже, чем в аналогичный период 2023 г. Более того, в конце 2024 г. Министерство энергетики и минеральных ресурсов Индонезии заявило о вероятном ограничении экспорта СПГ в случае нехватки газа на внутреннем рынке⁶.

Согласно данным Reuters⁷, индонезийская энергосбытовая компания PLN приступила в марте 2025 г. к реализации масштабного проекта по переводу на газ дизельных электростанций. Инициатива, реализуемая при участии японской энергетической компании JERA, несомненно, приведет к существенному росту собственного спроса на газ.

Однако, несмотря на алармистские прогнозы отдельных изданий, полной остановки экспорта СПГ из Индонезии в течение ближайших пяти лет ждать не следует. В 2025–2027 гг. в стране будут введены в эксплуатацию новые газовые месторождения на шельфе Андаманского моря и в Макаassarском проливе, а также проведена расконсервация части производственных линий СПГ-завода Бонтанг (Bontang)⁸. Кроме того, к началу 2030 г. запланирован запуск СПГ-завода Abadi (Абади) с проектной мощностью 9,5 млн т/год⁹. На конец февраля 2025 г. необязывающие заявки на покупку СПГ, согласно информации оператора проекта, японской компании INPEX, получены от покупателей из Индонезии, Китая и Тайваня.¹⁰

Таким образом, переход страны в статус нетто-импортера газа возможен не ранее, чем в середине следующего десятилетия.

1) S&P Global, 26.07.2023 ([Malaysia's Energy Commission to release new LNG third-party access framework in 2023 | S&P Global](#))

2) Natural Gas Intelligence, 26.08.2024 ([Mexico's Amigo LNG Project Lands Offtake Agreement with Malaysia's E&H Energy](#))

3) S&P Global, 26.01.2024 ([Indonesia faces shortfall of around 10 LNG cargoes in 2024: analysts | S&P Global](#))

4) The Jakarta Post, 13.03.2019 ([RI pushing LNG exports amid excess supply - Business - The Jakarta Post](#)); Oil Price.com, 23.01.2025 ([Indonesia Plans to Defer LNG Cargoes as Domestic Demand Grows | OilPrice.com](#))

5) Bloomberg, 23.01.2025 ([Indonesia Seeks to Delay Some LNG Exports to Meet Domestic Needs - Bloomberg](#))

6) Oil Price.com, 23.01.2025 ([Indonesia Plans to Defer LNG Cargoes as Domestic Demand Grows | OilPrice.com](#))

7) Reuters, 7.03.2025 ([Indonesia embarks on long-stalled LNG push to displace diesel in power plants | Reuters](#)); Oil Price.com, 7.03.2025 ([Indonesia's Gas Demand Rising as LNG Starts to Replace Diesel for Power | OilPrice.com](#))

8) Indonesia Business Post, 5.08.2024 ([Indonesia's gas production to increase after start of new projects in 2025 | Indonesia Business Post](#))

9) S&P Global, 23.05.2024 ([INTERVIEW: Indonesia's Abadi LNG to start by Jan 2030 as INPEX supplies at least 2 mil mt/year for domestic: minister | S&P Global](#))

10) Reuters, 26.02.2025 ([Inpex CEO says buyers' interest for Indonesia's Abadi LNG exceeds planned output | Reuters](#))

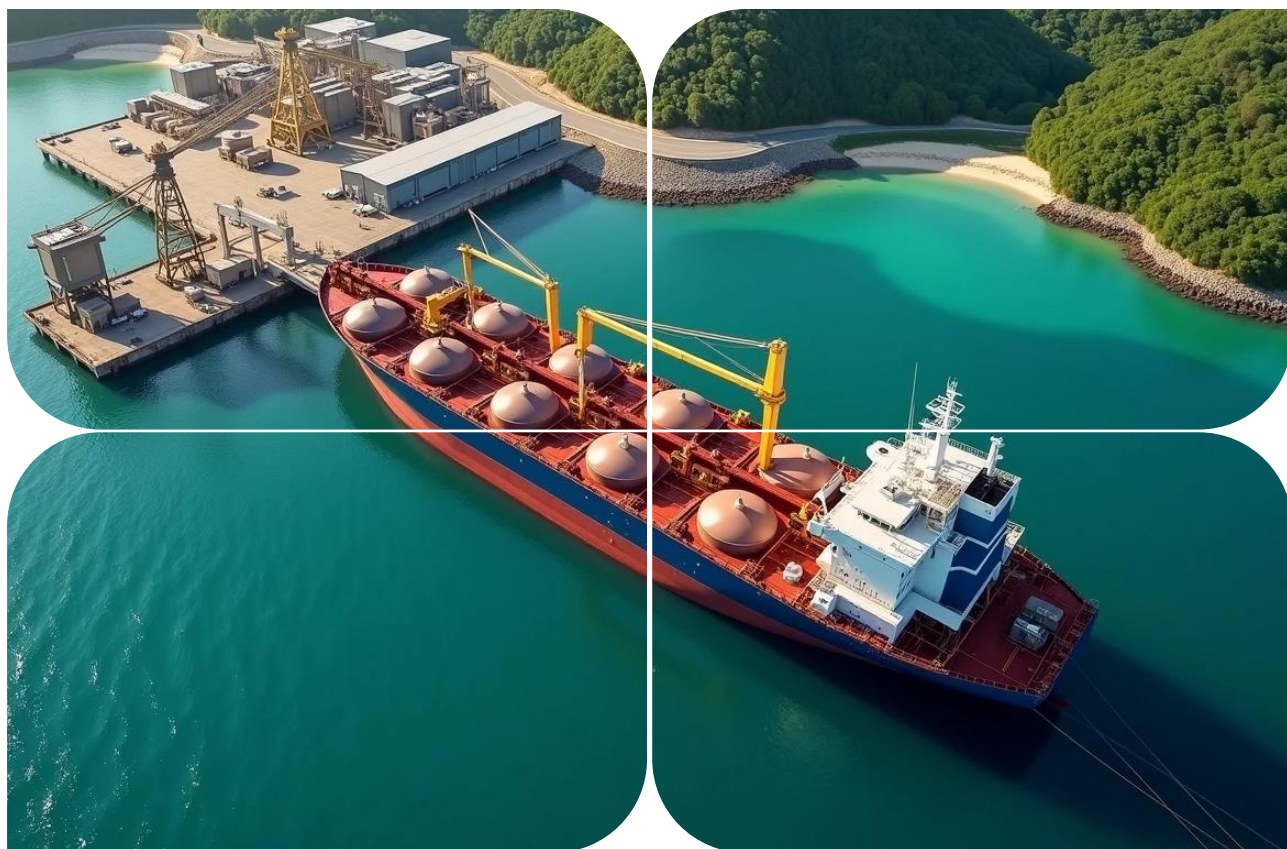
МЬЯНМА И КАМБОДЖА



Потенциальный интерес с точки зрения импорта СПГ могут представлять такие страны, как Мьянма и Камбоджа. Первый СПГ-терминал в Мьянме начал действовать еще в 2020 г.¹, однако в 2022 г. поставки были свернуты из-за роста внутренней нестабильности². Учитывая долгосрочные контракты на экспорт газа с действующих месторождений, падающую добычу и отсутствие инвестиций в геологоразведку, развитие СПГ-генерации является очевидным выходом для преодоления энергетического кризиса.

Однако высокие политические риски, связанные с продолжающейся гражданской войной, обуславливают неопределенность реализации таких проектов в среднесрочной перспективе³.

В Камбодже обсуждается строительство СПГ-терминала и газовых электростанций с суммарной установленной мощностью 2 ГВт. Так как сроки ввода в эксплуатацию этих объектов относятся к следующему десятилетию, говорить о формировании нового рынка СПГ и его емкости пока рано⁴.



- 1) Oil & Gas Journal, 12.11.2020 ([Myanmar LNG-to-power project takes FSU delivery | Oil & Gas Journal](#))
- 2) World Bank, август 2023 ([Myanmar Power Sector Review Jun 2023](#)); Energy Voice, 4.02.2021 ([Myanmar faces energy crunch after military coup, needs more LNG - News for the Energy Sector](#))
- 3) Energy Tracker Asia, 3.03.2022 ([The Risks of the Myanmar LNG Pipeline](#))
- 4) The Straits Times, 12.11.2024 ([The Risks of the Myanmar LNG Pipeline](#)); IEEFA, 26.11.2024 ([Understanding the opportunities and challenges in Cambodia's LNG ambitions | IEEFA](#))

ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЭКСПОРТА СПГ

Несмотря на высокий потенциал роста, рынок АСЕАН характеризуется наличием целого комплекса угроз. Среди наиболее значительных следует отметить:

- **Снижение потребности в импортном СПГ за счет наращивания собственной добычи газа и возможного увеличения трубопроводных поставок из соседних стран** (Вьетнам, Таиланд);
- **Интенсификация геологоразведочных работ и вероятное обнаружение крупных запасов газа** в районах, где ранее разведка не проводилась (Филиппины);
- **Изменение стратегического фокуса на развитие ВИЭ-генерации** и пересмотр планов ввода электростанций, работающих по модели LNG-to-power, ввиду высокой волатильности цен на СПГ и отсутствия уверенности в стабильности поставок для обеспечения энергетической безопасности (Вьетнам, Филиппины);
- **Пересмотр сроков строительства СПГ-инфраструктуры**, обусловленный задержками в предоставлении необходимых согласований со стороны регулирующих органов и трудностями в получении заемного финансирования в новых странах-импортерах, таких как Вьетнам;
- **Увеличение закупок американского СПГ** странами, у которых сложился торговый профицит с США (например, во Вьетнаме профицит торгового баланса в 2024 г. достиг \$123,5 млрд, что делает его одной из основных потенциальных целей для введения торговых пошлин, рассматриваемых в Вашингтоне с конца 2024 г.)¹;
- **Увеличение реэкспорта СПГ из Японии** на интегрированные проекты, реализуемые в странах региона такими компаниями, как Mitsubishi и Mitsui, при активной поддержке Министерства экономики, торговли и промышленности Японии (METI)²;
- **Снижение экономической эффективности поставок** ввиду установления предельных цен на электроэнергию, вырабатываемую из СПГ (например, Министерство промышленности и торговли Вьетнама одобрило в 2024 г. базовый тариф на электроэнергию, генерируемую СПГ-электростанциями, в размере 0,11 \$/кВт*ч³, что соответствует цене на СПГ \$12,98 за 1 млн БТЕ, без учета затрат на уплату налогов, хранение, регазификацию и транспортировку газа от СПГ-терминалов до электростанций)⁴.



1) Bloomberg, 5.03.2025 ([Vietnam Sends Trade Minister to US to Navigate Tariff Risk - Bloomberg](#))

2) IEEFA, 19.11.2024 ([Japan's LNG resales into overseas markets hit record high in FY2023 as domestic demand plummeted | IEEFA](#))

3) The Investor, 27.05.2024 ([Ministry approves base price for LNG-fired power at 10.56 US cents per kWh](#))

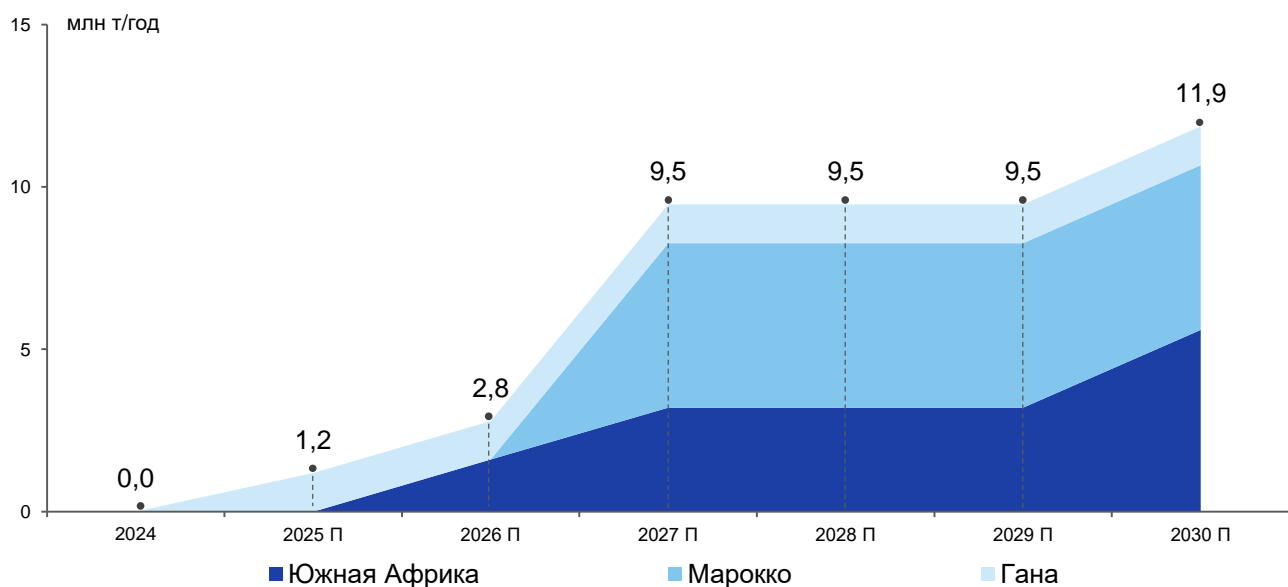
4) Reuters, 1.08.2024 ([Vietnam's LNG price cap puts gas-fired power target at risk | Reuters](#))

4. АФРИКА



Несмотря на то, что ни одно из африканских государств по состоянию на начало 2025 г. не имеет приемной СПГ-инфраструктуры, **до конца текущего десятилетия сразу три страны (Гана, Марокко, ЮАР) планируют начать импорт СПГ**. Исходя из прогнозов потребления газа и изменения собственной добычи, совокупный спрос на СПГ в Африке к 2030 г., по оценке Рексофт Консалтинг, может составить около 12 млн т/год (см. рис. 4).

Рис 4. Прогнозная динамика импорта СПГ в странах Африки, 2024-2030гг.



О – оценка, П – прогноз

Источники: Bloomberg (2024), MOORE South Africa (2024), Rivieramm.com (2024)

ЮАР



Наиболее крупным импортером СПГ (до 5,6 млн т/год)¹ ожидаемо станет ЮАР. Для обеспечения страны сжиженным топливом планируется ввести в эксплуатацию два терминала – ПРГУ Матола (Matola) мощностью 2,0 млн т/год и наземный терминал Вopak (Vopak), также известный как Зулуленд (Zululand), мощностью 5,0 млн т/год. Оба терминала ориентированы на снабжение газом северо-востока страны (провинция Гаутенг)².

В настоящее время электростанции и промышленные предприятия, сконцентрированные в районе Йоханнесбурга, получают трубопроводный газ из Мозамбика. Однако объемы добычи на мозамбикских месторождениях Панде (Pande) и Темане (Temanе) начнут снижаться уже в 2025 г., что вместе с ростом спроса на газ может стать причиной энергетического кризиса. По оценкам южноафриканской нефтегазовой компании Sasol³, с нехваткой газа потребители столкнутся с середины 2027 г.

ПРГУ Матола разместится в бухте Мапуту (Мозамбик). Учитывая, что газ с ПРГУ Матола будет поставляться в ЮАР по существующей газотранспортной системе (ГТС) ROMPCO, закупки СПГ могут начаться уже в 2026 г. Значительно больше времени и инвестиций потребует запуск терминала Вopak, расположенного на побережье провинции Квазулу-Наталь. По консервативной оценке, строительство газопровода, который соединит терминал

Вopak с существующей ГТС ROMPCO, займет около 3 лет. Таким образом, старт полноценной работы данного терминала следует отнести к 2029–2030 г.

На западе и юго-западе страны ведется подготовка к добыче газа на шельфовых месторождениях. Но ввиду неопределенных сроков освоения наиболее крупного из них (блок 11В/12В), размещение приемной СПГ-инфраструктуры в долгосрочной перспективе может потребоваться и в этом районе (провинция Западный Кейп)⁴.



1) S&P Global, 28.08.2024 ([Thirst for natural gas: South Africa weighs supply options to meet power sector needs | S&P Global](#)); MOORE South Africa, 18.09.2024 ([Navigating South Africa's Gas Transition: Key Considerations for 2027 and Beyond - MOORE](#))

2) MOORE South Africa, 18.09.2024 ([Navigating South Africa's Gas Transition: Key Considerations for 2027 and Beyond - MOORE](#))

3) Там же.

4) Там же.

МАРОККО И ГАНА



Марокко

Спрос на СПГ в Марокко к 2030 г. оценивается на уровне 5,1 млн т/год.

По оценке Министерства энергетики Марокко, **суммарное потребление природного газа в течение ближайших пяти лет может вырасти с 1 млрд м³/год до 8 млрд м³/год¹.**

К настоящему моменту заключено соглашение на 12 лет на поставку СПГ с Shell (около 0,4 млн т/год)². До 2026 г. СПГ отгружается на действующих терминалах в Испании и далее поставляется в Марокко по газопроводу Магриб – Европа (MEG). В дальнейшем планируется задействовать для этой цели ПРГУ Надор (Nador), который разместится на средиземноморском побережье, недалеко от испанского эксклава Мелильи³. Два других СПГ-терминала, Мохаммедия (Mohammedia) и Дахла (Dakhla), планируется разместить на атлантическом побережье страны. Точные сроки ввода этих объектов в эксплуатацию остаются неизвестными – впервые Министерство энергетики Марокко озвучило планы по их строительству в начале 2024 г.⁴

Гана

Поставки СПГ в Гану через ПРГУ Тема (Тема) начнутся уже в 2025 г.⁵

К настоящему времени подписано 15-летнее соглашение о закупках СПГ из Экваториальной Гвинеи, которое обеспечит основную потребность в газе (приблизительно 1,2 млн т/год)⁶. Несмотря на планы по увеличению установленной мощности электростанций в 2 раза к 2030 г. и нестабильность трубопроводного импорта газа из Нигерии, дальнейшее развитие СПГ-инфраструктуры в Гане остается под вопросом⁷. **Учитывая сложную экономическую ситуацию, перспективы роста спроса на газ в течение ближайших 5 лет представляются достаточно неопределенными.**

Таким образом, хотя к концу нынешнего десятилетия в Африке и появятся первые центры спроса на СПГ, заметной роли на глобальном рынке континент не сыграет. Для сравнения, доля суммарного прогнозного потребления СПГ в ЮАР, Марокко и Гане в 2030 г. составит только 5% от ожидаемого импорта СПГ в Восточной Азии (Китай, включая Тайвань, Япония, Южная Корея).

1) Riveramm.com, 19.08.2024 (Riviera - News Content Hub - Morocco's LNG strategy unveiled)

2) Reuters, 14.07.2023 (Shell to supply Morocco with LNG in 12-year deal | Reuters); Enerdata.net, 18.07.2023 (Morocco signs first LNG import agreement with Shell | Enerdata)

3) Morocco World News, 31.05.2024 (Morocco to Tender for Floating LNG Terminal at Nador West Med Port)

4) Ports Europe, 23.04.2024 (After Nador, Morocco plans further LNG regasification plants); Hesperess.com, 3.06.2024 (Morocco's roadmap for liquefied natural gas begins to take shape)

5) Bloomberg, 20.02.2024 (Ghana's LNG Project on Target for Year-End Completion: Regulator - Bloomberg)

6) Offshore-Energy.biz, 22.08.2017 (Equatorial Guinea, Ghana to sign LNG supply deal - Offshore Energy); CGTN.com, 15.06.2023 (Ghana to sign natural gas import agreement with Equatorial Guinea - CGTN Africa)

7) Oil Price, 20.02.2024 (Ghana LNG Import Terminal Nearing Finish Line—and None Too Soon | OilPrice.com)

ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЭКСПОРТА СПГ

Основные угрозы, которые могут повлиять на реализацию СПГ-проектов, включают:

- Смещение стратегического фокуса на развитие ВИЭ-генерации (особенно характерно для Марокко)¹;
- Перенос сроков ввода СПГ-инфраструктуры из-за недостатка финансирования и/или отсутствия необходимых соглашений на поставку газа с крупными потребителями;
- Экономические трудности, а также рост тарифов на газ и электроэнергию для потребителей, способствующие снижению потребления и в перспективе – переходу на альтернативные источники энергии;
- Сохранение роли угля как основного источника энергии (~71% в 2022 г.) в Южной Африке² и отмена планов по переводу крупных промышленных объектов и электростанций на газ (например, компания Sasol в начале 2025 г. объявила, что из-за высоких цен на СПГ продолжит использовать уголь для производства синтетического топлива на заводе в Секунде³, одном из наиболее энергоемких промышленных объектов в стране).



- 1) Middle East Institute, 22.10.2024 ([Renewable Energy and Morocco's New Green Industries: How Morocco's Green Energy Ecosystem Can Expand Women and Youth Employment Through Sustainable Development](#) | Middle East Institute); Morocco World News, 5.12.2024 ([Morocco Continues to Strengthen Focus on Renewable Energy for Sustainable Growth](#))
- 2) IEA.org, Energy system of South Africa ([South Africa - Countries & Regions - IEA](#))
- 3) Business Day, 25.02.2025 ([Sasol hits LNG price brick wall at Secunda](#))

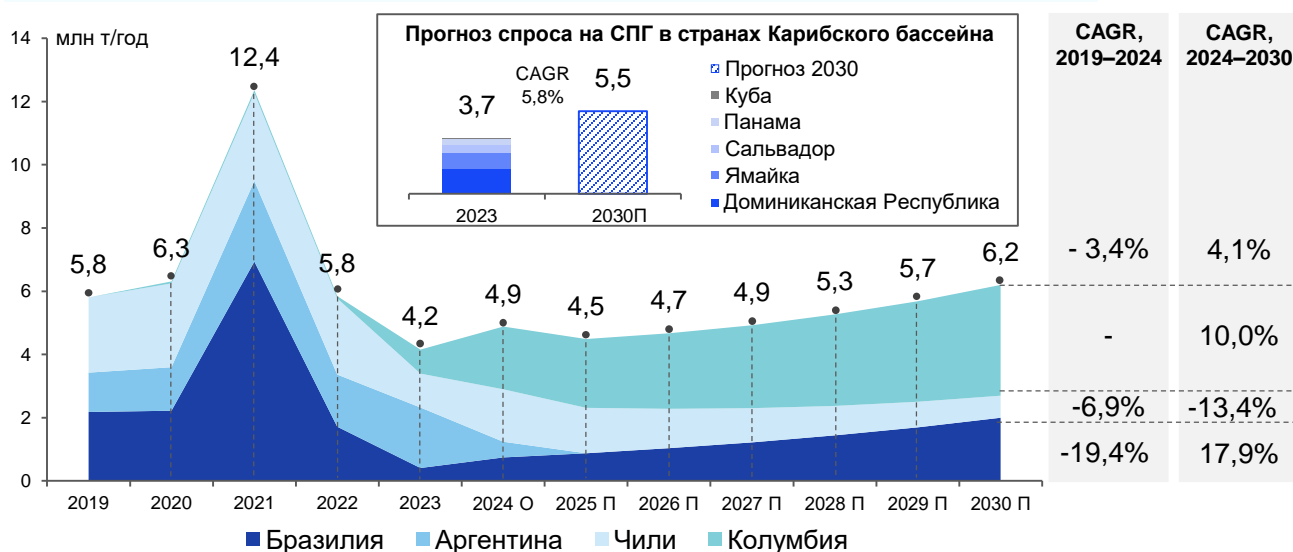
5. ЛАТИНСКАЯ АМЕРИКА

Спрос на СПГ в странах Латинской Америки и Карибского бассейна составляет около 8 - 8,5 млн т/год¹ и имеет ярко выраженный сезонный характер. Так, в Бразилии и Колумбии большая часть закупок осуществляется в период с мая по сентябрь², когда снижение выработки электроэнергии на ГЭС приводит к необходимости увеличения генерации на газовых электростанциях. В Аргентине и Чили на эти месяцы приходится холодное время года, также характеризующееся повышенным спросом на газ³. При этом в Аргентине, в связи с наличием собственных крупных месторождений, закупки СПГ в другие месяцы практически не осуществляются.

Наиболее развитая газовая промышленность, характеризующаяся наличием разветвленной газотранспортной сети и нескольких приемных СПГ-терминалов, сложилась на юге континента – в пределах стран Южного конуса (Аргентина, Уругвай, Чили), Боливии и на юго-востоке Бразилии. Так, на территории Чили действуют два СПГ-терминала суммарной мощностью 5,5 млн т/год, в Аргентине – ПРГУ Эскобар (Escobar) мощностью 6,1 млн т/год, в Бразилии – 8 СПГ-терминалов с общей мощностью около 42 млн т/год⁴.

Учитывая ожидаемый выход Аргентины на самообеспечение по газу в 2025–2026 гг.⁵, а также сокращение потребления СПГ в Бразилии и Чили, суммарный спрос на сжиженный газ в Латинской Америке, по оценке Рексофт Консалтинг, вырастет незначительно – с 4,9 млн т в 2024 г. до 6,2 млн т в 2030 г. (+27%). В странах Карибского бассейна прогнозируемое потребление к 2030 г. составит 5,5 млн т/год (+49% к уровню 2023 г.) (см. рис. 5.).

Рис 5. Динамика импорта СПГ в странах Латинской Америки, 2019-2030гг.



О – оценка, П – прогноз

Источники: LNG Journal (2025), EIA.gov (2024), El Periódico de la Energía (2024), Exame.com (2024), SERGIPE Oil & Gas (2024), S&P Global (2024)

1) JODI-Gas World Database (*Beyond 20/20 WDS - Reports*); *Ministério de Minas e Energia* de Brasil, официальный сайт (*Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural — Ministério de Minas e Energia*); ENARGAS.gov.ar, официальный сайт (*ENARGAS*)
 2) S&P Global, 20.09.2024 (*September LNG imports to Colombia could surpass last year's levels: SPGC1 | S&P Global*); S&P Global, 3.10.2024 (*September LNG imports to Latin America reach highest monthly level this year | S&P Global*)
 3) The Oxford Institute for Energy Studies, июль 2023 (*OIES-Quarterly-Gas-Review-Issue-22.pdf*)
 4) Global Energy Monitor, октябрь 2024 (*GEM Latam LNG brief Oct 2024*)
 5) GIIGNL, 14.11.2024 (*Argentina to further reduce LNG imports in 2025*)

БРАЗИЛИЯ

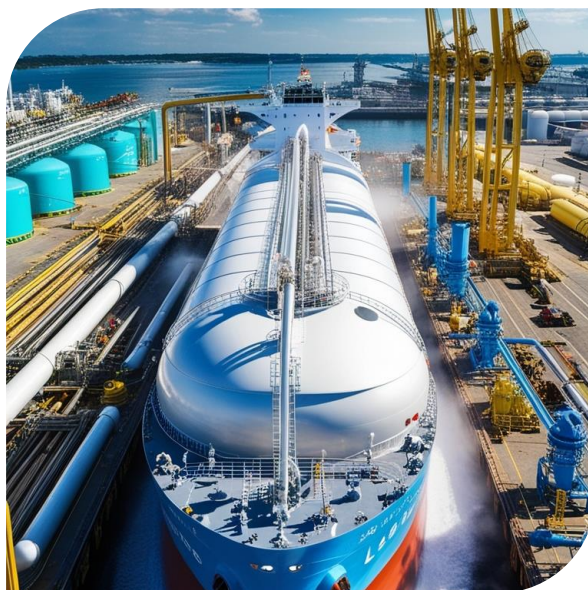


Несмотря на внушительный размер бразильской СПГ-инфраструктуры, уровень ее загрузки остается крайне низким и в 2023–2024 гг. не превышал 2% от проектной мощности¹. Примечательно, что сокращение импорта СПГ происходило одновременно со снижением внутренней добычи газа: в 2019–2024 гг. закупки СПГ снизились на 66% (с 2,2 млн т до 0,7 млн т), собственная добыча газа – на 19% (с 20,7 млрд м³ до 16,8 млрд м³)². На этом фоне недогрузка предприятий химической промышленности, использующих природный газ в качестве сырья, достигла 30% от проектной мощности³.

Согласно прогнозам Министерства горнодобывающей промышленности и энергетики Бразилии и Центра международной экономики при МИД Аргентины⁴, имеется потенциал существенного роста добычи газа за счет эксплуатации подсольевых месторождений на шельфе Атлантического океана. В случае реализации такого сценария, Бразилия к началу 2030-х гг. сможет добывать от 31 млрд м³/год до 37,5 млрд м³/год природного газа. При ожидаемом увеличении спроса на газ до 38,5 млрд м³/год⁵, потребность в СПГ будет составлять не более 1,5 – 2 млн т/год. Основным источником формирования этой потребности станут газовые электростанции, расположенные

на восточном и северо-восточном побережье страны, в районах без доступа к магистральным газопроводам, и работающие по модели LNG-to-power. Суммарная мощность всех объектов СПГ-генерации, находящихся на этапе оценки, достигает 18 ГВт⁶.

Информация по большей части проектов последний раз публиковалась до ценового кризиса 2021–2022 гг.; в дальнейшем статус их реализации не обновлялся. В связи с этим можно предположить, что те электростанции, **по которым отсутствуют инвестиционные решения, с высокой вероятностью построены не будут.**



1) International Gas Union, 2024 World LNG Report (2024 World LNG Report | International Gas Union)

2) Ministério de Minas e Energia de Brasil, официальный сайт (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural — Ministério de Minas e Energia)

3) Agencia Brasil, 18.11.2024 (Brazil and Argentina reach agreement on natural gas exports | Agência Brasil)

4) SERGIPE Oil & Gas, 24.07.2024 (Microsoft PowerPoint - 2024_07_24_SOG_final); El Periódico de la Energía, 1.07.2024 (El mercado de gas del Cono Sur está viviendo un cambio transformador); Ministério de Minas e Energia de Brasil, официальный сайт (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural — Ministério de Minas e Energia)

5) El Periódico de la Energía, 1.07.2024 (El mercado de gas del Cono Sur está viviendo un cambio transformador)

6) Global Energy Monitor, Global Gas Infrastructure Tracker (Global Gas Infrastructure Tracker - Global Energy Monitor)

АРГЕНТИНА



Аргентина в ближайшие 5 лет станет источником наиболее значительных перемен на региональном газовом рынке. Это обусловлено **быстрым наращиванием собственной добычи, произошедшем за счет вовлечения в эксплуатацию трудноизвлекаемого и сланцевого газа формации Vaca Muerta (Вака Муэрта)**. Согласно данным Секретариата энергетики Аргентины¹, с января 2021 г. по январь 2024 г. прирост добычи составил 27%; среднесуточная добыча за первые три квартала 2024 г. достигла 141,6 млн м³/сут.

В 2019–2023 гг. импорт СПГ колебался на уровне 1,2 млн т/год – 2,6 млн т/год и обеспечивал от 4% до 8% внутренней потребности в газе. Однако в 2024 г. страна сократила закупки СПГ почти в 4 раза по сравнению с уровнем 2023 г., до 0,5 млн т.² Ожидается, **что в течение 2025–2026 гг. Аргентина выйдет на самообеспечение по газу и нарастит трубопроводный экспорт в соседние страны – Бразилию, Чили и Уругвай**. Так, за первые три квартала 2024 г. экспорт аргентинского газа в Чили увеличился на 14%, составив 7,2 млн м³/сут³. Одновременно происходит расширение газотранспортной инфраструктуры на севере страны, направленное, помимо удовлетворения

потребностей внутреннего рынка, на развитие экспорта в Бразилию. В соответствии с договоренностями, озвученными на саммите G20 в г. Рио-де-Жанейро (ноябрь 2024 г.), суммарный объем поставок аргентинского газа в Бразилию может составить 3 млн м³/сут. в 2025 г. (1,1 млрд м³/год), а к 2030 г. вырасти до 30 млн м³/сут. (11,0 млрд м³/год)⁴.

Помимо расширения трубопроводного экспорта газа, **Аргентина планирует до конца текущего десятилетия начать экспорт СПГ**. Для этой цели прорабатывается ряд проектов по созданию необходимой инфраструктуры. Golar LNG заключила 20-летнее соглашение с Pan American Energy, предусматривающее размещение плавучего СПГ-завода (FLNG), начиная с 2027 г. (проектная мощность – 2,5 млн т/год)⁵. Суммарная мощность всех рассматриваемых СПГ-проектов составляет 36,7 млн т/год⁶. В январе текущего года государственная нефтегазовая компания YPF подписала Меморандум о взаимопонимании с консорциумом из трех индийских нефтегазовых компаний (GAIL, ONGC, OVL), предусматривающий будущие поставки СПГ объемом до 10 млн т/год⁷.

- 1) EIA.gov, 5.12.2024 ([Argentina's crude oil and natural gas production near record highs - U.S. Energy Information Administration \(EIA\)](#))
- 2) [Ministério de Minas e Energia](#) de Brasil, официальный сайт ([Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural — Ministério de Minas e Energia](#)); ENARGAS.gov.ar, официальный сайт ([ENARGAS](#))
- 3) [Ministério de Minas e Energia](#) de Brasil, официальный сайт ([Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural — Ministério de Minas e Energia](#))
- 4) El Periódico de la Energía, 19.11.2024 ([Brasil avanza en los planes de importación de gas natural argentino con la firma de un nuevo memorando](#)); BNamericas.com, 20.11.2024 ([Suministro de gas argentino a Brasil debiera facilitar competencia local - BNamericas](#))
- 5) Global Energy, 8.11.2024 ([Argentina could become South America's largest LNG exporter - The Global Energy Association](#))
- 6) LNG Prime, 11.03.2024 ([YPF expects FID on first phase of Argentina LNG project in 2025 - LNG Prime](#)); Energía On, 12.10.2024 ([Uno por uno, los proyectos de Argentina para exportar como GNL el gas de Vaca Muerta - Diario Río Negro](#)); Global Energy, 8.11.2024 ([Argentina could become South America's largest LNG exporter - The Global Energy Association](#))
- 7) Enerdata.net, 23.01.2025 ([Argentina's YPF signs MoU for LNG export with three Indian companies | Enerdata](#))

АРГЕНТИНА



Учитывая фактически достигнутый рост добычи, а также целый ряд программ по стимулированию инвестиций в газовую промышленность¹, **перспектива превращения Аргентины в значимого экспортера газа выглядит весьма реальной.** Это существенно переформирует региональный газовый рынок и приведет к появлению дополнительных объемов СПГ на мировом рынке.

Во-первых, **суммарная потребность Аргентины, Чили и Уругвая в импортном СПГ с высокой вероятностью снизится с 3 млн т в 2024 г. до 0,5 – 0,7 млн т в 2030 г.** (оценка Рексофт Консалтинг).

Во-вторых, **Боливия, которая до сих пор направляла значительные объемы собственного газа в Аргентину и Бразилию, скорее всего, активизирует сотрудничество с Перу по строительству собственного СПГ-завода на тихоокеанском побережье.**²



1) El Periódico de la Energía, 9.12.2024 ([La producción de petróleo crudo y gas natural de Argentina cerca de máximos históricos](#))

2) Mundo Marítimo, 5.05.2018 ([Bolivia planea construcción de una planta de licuefacción de gas en Ilo, Perú - MundoMarítimo](#))

МЕКСИКА И СУРИНАМ



Среди других латиноамериканских стран с **высоким потенциалом экспорта СПГ можно назвать Мексику и Суринам**. Суринамский завод по своим масштабам (2,7 млн т/год)¹ имеет исключительно региональное значение, хотя в 2030-х гг. возможно его расширение до 12 млн т/год на базе Блока 52 (Суринам) и кластера Хаймара (Haimara), принадлежащего соседней Гайане². Заявленная суммарная мощность СПГ-проектов, рассматриваемых в Мексике, гораздо значительнее и превышает 70 млн т/год³. Большая часть этих СПГ-заводов, в случае принятия положительных инвестиционных решений, разместится на тихоокеанском побережье. Соответственно, основными рынками сбыта для них будут являться страны Восточной, Юго-Восточной и Южной Азии.

Важно отметить, что **сырьем для мексиканского СПГ выступает импортный североамериканский газ**. Таким образом, запуск и дальнейшее функционирование этих проектов будет зависеть не только от наличия финансирования и способности внутренней газотранспортной инфраструктуры выдержать возросшую нагрузку, но и от позиции новой администрации США. На начало 2025 г. в Мексике действует только один экспортный СПГ-завод мощностью 1,4 млн т/год, расположенный в г. Альтамира на побережье Мексиканского залива (введен в эксплуатацию в августе 2024 г.)⁴.



1) Global Energy Monitor, декабрь 2023 ([GEM LNG Oversupply.pdf](#))

2) Reuters, 4.11.2024 ([Guyana, Suriname could supply 12 million tonnes of LNG annually in the 2030s, report says | Reuters](#)); Offshore Engineer Energy News, 4.11.2024 ([Guyana, Suriname could provide 12 million tonnes of LNG every year in the 2030s, report states](#))

3) Global Energy Monitor, октябрь 2024 ([GNL 2024: edición para América Latina y el Caribe - Global Energy Monitor](#))

4) Там же.

СТРАНЫ КАРИБСКОГО БАССЕЙНА И КОЛУМБИЯ



Страны Карибского бассейна



Ангилья



Аруба



Антигуа и Барбуда



Багамские острова



Барбадос



Куба



Острова Кайман



Доминиканская республика



Доминика



Гренада



Гаити



Ямайка



Монтсеррат



Пуэрто-Рико



Сент-Винсент и Гренадины



Сент-Люсия



Синт-Мартен



Сент-Китс и Невис



Сен-Бартелеми



Тринидад и Тобаго



Теркс и Кайкос острова



Виргинские острова

Перспективы формирования крупных рынков СПГ в странах Карибского бассейна отсутствуют. Это объясняется как экономико-географическими факторами (отсутствие развитой газотранспортной инфраструктуры, низкий уровень энергопотребления, ограниченная емкость рынка), так и текущими тенденциями в развитии энергетики (растущая доля ВИЭ-генерации, пересмотр планов по строительству газовых электростанций ввиду высокой волатильности цен на СПГ).

Единственной страной с заметной потребностью в СПГ является Колумбия.

Но, несмотря на более чем двукратный рост импорта СПГ в 2024 г. (2 млн т против 0,8 млн т, импортированных в 2023 г.)¹, прогнозный спрос на СПГ к 2030 г. составит не более 3 – 3,5 млн т/год.

Суммарный спрос на СПГ в остальных странах-импортерах Карибского бассейна к 2030 г. составит не более 5 – 5,5 млн т/год (Антигуа и Барбуда, Доминиканская Республика, Куба, Никарагуа, Панама, Сальвадор, Ямайка). Очевидно, данная потребность будет практически полностью обеспечена поставками СПГ из США и Тринидад-и-Тобаго, являющихся крупнейшими экспортерами в регионе.

1) S&P Global, 4.01.2024 (Colombia imported its highest annual LNG volume ever in 2023 | S&P Global Commodity Insights); LNG Journal, 15.01.2025 (Colombia to receive LNG imports following record year)

6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО СПГ ПО РЕГИОНАМ

Исходя из приведенных выше региональных обзоров, **суммарный минимальный объем российского СПГ**, который может быть направлен на рынки Азии, Африки и Латинской Америки в 2030 г., **составит около 35,2 млн т/год.**

Приблизительная разбивка по регионам:

Восточная Азия	18,5 млн т/год (53%)
Южная Азия	8,5 млн т/год (24%)
Юго-Восточная Азия (АСЕАН)	5,5 млн т/год (16%)
Африка	0,8 млн т/год (2%)
Латинская Америка	0,6 млн т/год (2%)
Прочие страны (Турция, Кувейт)	1,2 млн т/год (3%)

В Восточной Азии до 95% всех отгрузок будет обеспечено спросом со стороны Китая, в то время как экспорт в остальные страны и территории (Япония, Южная Корея, Тайвань) либо полностью прекратится, либо снизится до минимальных значений (менее 1 млн т/год).

В Южной Азии до 8 млн т/год может потреблять Индия. Среди стран АСЕАН потенциальными импортерами российского СПГ могут стать Вьетнам и Таиланд (до 2,4 млн т/год и 1,6 млн т/год, соответственно). Также имеется возможность наладить отгрузки объемом до 1 млн т/год в Мьянму при условии стабилизации внутривнутриполитической ситуации, сохранения у власти дружественного правительства и восстановления СПГ-инфраструктуры.

Что касается Африки и Латинской Америки, то данные регионы могут рассматриваться только как второстепенные рынки сбыта, с потенциальным объемом отгрузок не более 1 млн т/год.

В перспективе интерес азиатских импортеров к российскому СПГ может вырасти за счет желания заменить долгосрочные контракты с QatarEnergy, характеризующиеся особенно строгими условиями (такими, например, как запрет на изменение порта назначения и последующую перегрузку СПГ с целью поставки в третьи страны), на договоры с более гибкими обязательствами. Так, в феврале 2025 г. Bloomberg сообщил¹ об отказе китайских и индийских компаний заключать дополнительные соглашения с поставщиком из Катара на предложенных условиях (контракты длительностью не менее 10 лет, с привязкой цены СПГ к цене на нефть марки Brent на уровне около 13% и фиксированными портами поставки). Еще раньше закупки катарского СПГ сократили Япония и Южная Корея².

1) Bloomberg.com, 24.02.2025 (Qatar Gas Sales Hit Hurdle as China and India Seek Cheaper Deals - Bloomberg)

2) Energynews.pro, 8.11.2024 (Qatar and Japan: Talks to Strengthen LNG Energy Cooperation - energynews)

6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО СПГ ПО РЕГИОНАМ

Вместе с тем, стремление США преодолеть внешнеторговый дефицит за счет наращивания поставок топлива, включая СПГ, в страны Восточной, Юго-Восточной и Южной Азии в значительной степени нивелирует этот положительный эффект. Например, Вьетнам, профицит которого в торговле с США составляет около \$100 млрд, начиная с конца 2024 г. ведет переговоры о поставках американского СПГ.¹ Аналогичные шаги предпринимает и Южная Корея, планирующая для избежания тарифов увеличить импорт американского СПГ до 7 млн т/год² (по сравнению с 5,7 млн т, закупленными в 2024 г.)³.

Единственным крупным импортером, который, скорее всего, будет сокращать закупки СПГ из США, является Китай. Это связано с наметившейся в феврале 2025 г. торговой войной, когда в ответ на введение 10% тарифов на импорт китайских товаров со стороны США Министерство коммерции КНР объявило об установлении 15% тарифа на ввоз американского СПГ⁴. Несмотря на относительно небольшой вес поставок из США в текущей структуре китайского импорта СПГ (около 6% в 2024 г.), во второй половине 2020-х гг. эта доля ожидаемо увеличится до ¼ от совокупного

потребления КНР за счет долгосрочных контрактов, заключенных в 2021–2023 гг.⁵ (см. таблицу 1). В случае усугубления торговой войны китайские импортеры, скорее всего, будут перепродавать законтрактованный американский СПГ в третьи страны, а собственную потребность восполнять посредством закупок у других экспортеров. Учитывая отсутствие прогресса в переговорах с QatarEnergy, а также ожидаемое снижение производства СПГ в Австралии⁶ и Индонезии⁷, наиболее логичным партнером представляется Россия (прежде всего, действующий СПГ-завод Сахалин-2 и перспективный проект Сахалин-3⁸, обеспечиваемый газом с месторождений Кириного блока). Заметную конкуренцию может составить канадский СПГ-завод LNG Canada, запуск которого запланирован в середине 2025 г.⁹ Суммарная мощность двух технологических линий LNG Canada – 14 млн т/год, в перспективе может быть увеличена вдвое за счет ввода еще двух линий.¹⁰

- 1) Bloomberg.com, 27.11.2024 (Vietnam Vows to Buy More US Aircraft, LNG in New Trump Tariff Era - Bloomberg); Reuters, 1.03.2025 (What Vietnam is considering to avoid US tariffs | Reuters)
- 2) Business Korea, 31.01.2025 (South Korea to Import 7 Million Tons of U.S. LNG Annually in Strategic Energy Shift - Businesskorea)
- 3) Reuters, 16.01.2025 (South Korea considering buying more US oil and gas, industry minister says | Reuters)
- 4) Reuters, 5.02.2025 (Trade war with China casts dark cloud over new US LNG projects | Reuters)
- 5) Center on Global Energy Policy at Columbia, 7.02.2025 (What China's Retaliatory Tariff Means for US-China LNG Trade - Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA | CGEP %)
- 6) IEEFA, 7.06.2024 (The future of Australian LNG | IEEFA)
- 7) NGI, 17.10.2024 (Major Asian LNG Exporters Turn to Natural Gas Imports as Domestic Supply Balances Thin)
- 8) ТАСС, 27.09.2023 (В "Газпроме" назвали возможным строительство СПГ-мощностей на "Сахалине-3")
- 9) LNG Canada, официальный сайт (About Us | LNG Canada); Интерфакс, 16.09.2024 (Канада и Мексика активно развивают экспорт СПГ при спаде активности в этом секторе в США)
- 10) Offshore-Energy.biz, 9.07.2024 (Canada's first large-scale LNG export facility closing in on start-up date - Offshore Energy)

6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО СПГ ПО РЕГИОНАМ

Таблица 1. Долгосрочные контракты на поставку СПГ, заключенные между экспортерами из США и китайскими компаниями в 2021-2023 гг.

Дата заключения	Покупатель	Поставщик	Объем, млн т/год	Начало поставок ¹	Длительность, лет
Действующие СПГ-заводы и проекты на этапе строительства					
02.2018	PetroChina	Cheniere	1,2	2018	25
10.2021	ENN	Cheniere Energy	0,9	07.2022	~13
11.2021	Sinochem	Cheniere Energy	0,9-1,8	07.2022	17,5
11.2021	Foran Energy Group	Cheniere Energy	0,3	2023	20
11.2021	Sinopec	Venture Global LNG	4,0 ²	Plaquemines LNG	20
11.2021	UNIPEC	Venture Global LNG	1,0	03.2023	3
12.2021	CNOOC	Cheniere Energy	2,0	Plaquemines LNG	20
12.2021	CNOOC	Cheniere Energy	0,5	03.2023	3
04.2022	ENN	NextDecade	1,5	Rio Grande LNG	20
07.2022	China Gas	NextDecade	1,0	Rio Grande LNG (T2)	20
07.2022	Guangdong Energy	NextDecade	1,0-1,5 ³	Rio Grande LNG (T1)	20
07.2022	PetroChina	Cheniere Energy	1,8	Corpus Christi Strage 3	25
02.2023	China Gas Holdings	Venture Global	1,1	Plaquemines LNG	20
			17,1-18,5		

1) Для СПГ-проектов, не введенных в эксплуатацию на конец 2024 г., указано наименование проекта

2) Включает два отдельных контракта (на 2,8 млн т/год и 1,2 млн т/год)

3) Включает гарантированный объем поставки 1,0 млн т/год и право на покупку дополнительных 0,5 млн т/год

6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО СПГ ПО РЕГИОНАМ

Таблица 1. Долгосрочные контракты на поставку СПГ, заключенные между экспортерами из США и китайскими компаниями в 2021-2023 гг. (продолжение)

Дата заключения	Покупатель	Поставщик	Объем, млн т/год	Начало поставок ¹	Длительность, лет
Планируемые СПГ-проекты					
03.2022	ENN NG	ET LNG	1,8	Lake Charles LNG	20
03.2022	ENN Energy	ET LNG	0,9	Lake Charles LNG	20
06.2022	China Gas	ET LNG	0,7	Lake Charles LNG	25
02.2023	China Gas Holdings	Venture Global	1,0	Calcasieu Pass 2	20
06.2023	ENN	Cheniere	1,8	Sabine Pass (расширение)	20
11.2023	Foran	Cheniere	0,9	Sabine Pass (расширение)	20
			7,1		
ИТОГО			24,2-25,6		

Источник: Center on Global Energy Policy at Columbia, 7.02.2025 ([What China's Retaliatory Tariff Means for US–China LNG Trade](#) - Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA | CGEP %).

Таким образом, в перспективе экспорт российского газа с большой вероятностью еще больше замкнется на Китай. Для того, чтобы избежать прямой конкуренции российского трубопроводного газа с российским СПГ, отгрузки последнего можно осуществлять в наиболее удаленные от российско-китайской границы юго-восточные центры, такие как Гонконг, Гуанси-Чжуанский автономный район, провинции Гуандун и Фуцзянь).

7. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ В 2025-2030 ГГ. И ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПОРТЕРОВ

Прогноз мирового спроса и предложения и динамики цен на СПГ в 2025-2030 гг.

Принимая во внимание прогноз изменения спроса и предложения на глобальном рынке СПГ до 2030 г.¹, можно сделать вывод о последовательной смене двух фаз в течение следующих 5 лет:

Фаза 1

(2025 – I пол. 2027 гг.)

характеризуется примерным равновесием спроса и предложения, с высокой вероятностью дефицита СПГ во время зимы в Северном полушарии. Ожидается, что в течение этой фазы динамика спотовых цен на СПГ существенно не изменится, сохраняясь в пределах \$8,5 – \$15,5 /млн БТЕ (\$300 – 547 /тыс. м³) в Азии (индексы JKM, SEAM) и \$7,5 – \$14,5/млн БТЕ (\$265 – 512/тыс. м³) в Европе (индексы NBP, TTF). В течение зимы 2025–2026 гг. возможно превышение указанных максимумов за счет «разрыва» в поставках природного газа, образовавшегося в результате прекращения транзита через Украину. По оценке нефтегазовой компании Shell², страны ЕС в 2025 г. должны будут дополнить закупить около 10 млн т СПГ, чтобы компенсировать потерю российского трубопроводного газа.

Фаза 2

(II пол. 2027-2030 гг.)

характеризуется постепенно нарастающим превышением предложения над спросом в связи с вводом новых крупных СПГ-заводов, прежде всего в Катаре и США, а также снижением потребления газа в странах ЕС, Южной Корее и Японии. Спотовые цены на СПГ с высокой вероятностью сместятся в диапазон \$5,5 – \$11,0 /млн БТЕ (\$194 – \$389/тыс. м³) в Азии и \$5,0 – \$9,0 / млн БТЕ (\$177 – \$318 /тыс. м³) в ЕС. В случае дополнительного давления негативных факторов (например, в результате замедления экономик Индии, Китая и АСЕАН и снижения темпов роста новых энергоемких индустрий, а также пересмотра национальных планов развития энергетики в пользу ВИЭ) возможна реализация сценария, при котором цены на СПГ достигнут минимумов 2019 – 2020 г., т.е. \$2,0 – \$6,0 / млн БТЕ (\$71 – \$212 / тыс. м³).

Необходимо отметить, что разбалансировка мирового рынка СПГ, ожидаемая к концу нынешнего десятилетия, с большой долей вероятности будет иметь гораздо более глубокий и продолжительный характер, чем в 2019–2020 гг.

Ожидаемый среднегодовой темп роста спроса на глобальном рынке СПГ в 2024–2030 гг., по оценке Рексофт Консалтинг, составит 3%, тогда как совокупное предложение будет увеличиваться в среднем на 6 – 8%. Нижняя граница диапазона соответствует сценарию, в котором в эксплуатацию до 2030 г. вводятся только те СПГ-заводы, по которым уже получены инвестиционные решения (post-FID); верхняя граница включает также

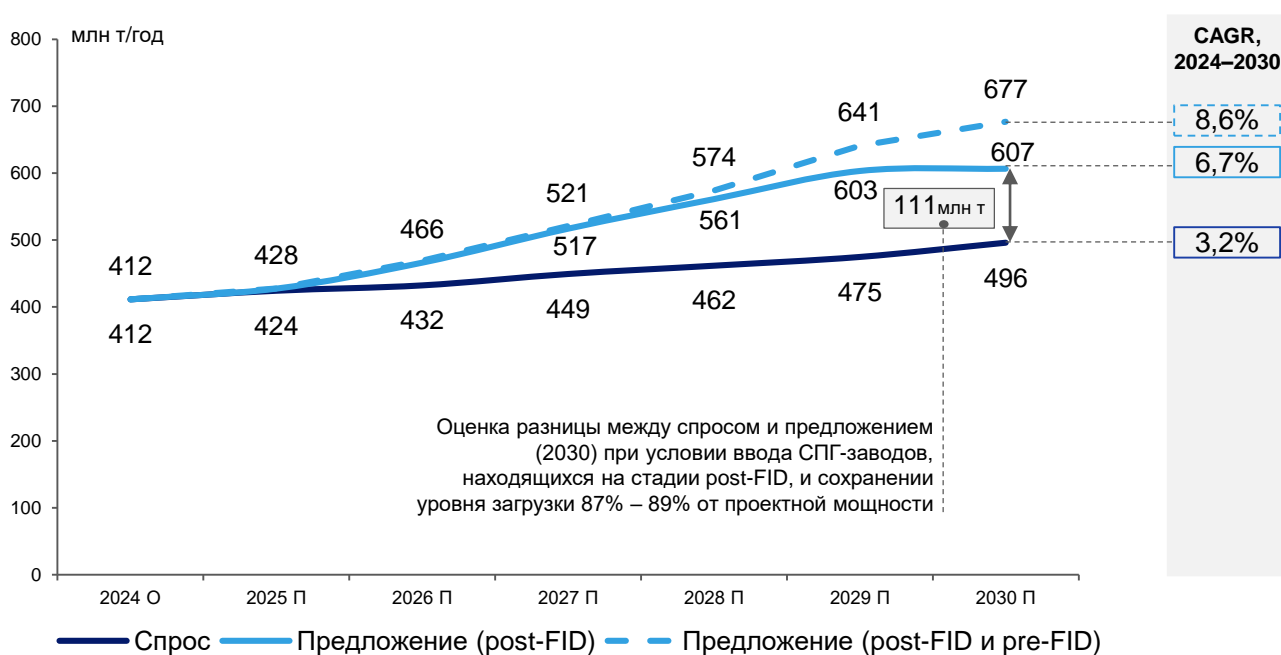
1) IEEFA, 25.04.2024 (IEEFA: Tidal wave of new LNG supply to flood market amid demand uncertainty | IEEFA)

2) Shell, официальный сайт (NSR-R-12746 Shell LNG Outlook 2025)

7. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ В 2025-2030 ГГ. И ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПОРТЕРОВ

планируемые объекты, находящиеся на стадии преинвестиционной оценки (pre-FID). В результате превышение спроса над предложением, с учетом средневзвешенной загрузки СПГ-заводов 87 – 89% (фактический уровень в 2022–2024 гг.)¹, может достигнуть к 2030 г. от 111 млн т/год до 181 млн т/год (см. рис. 6).

Рис 6. Прогноз мирового спроса и предложения СПГ, 2024-2030 гг.



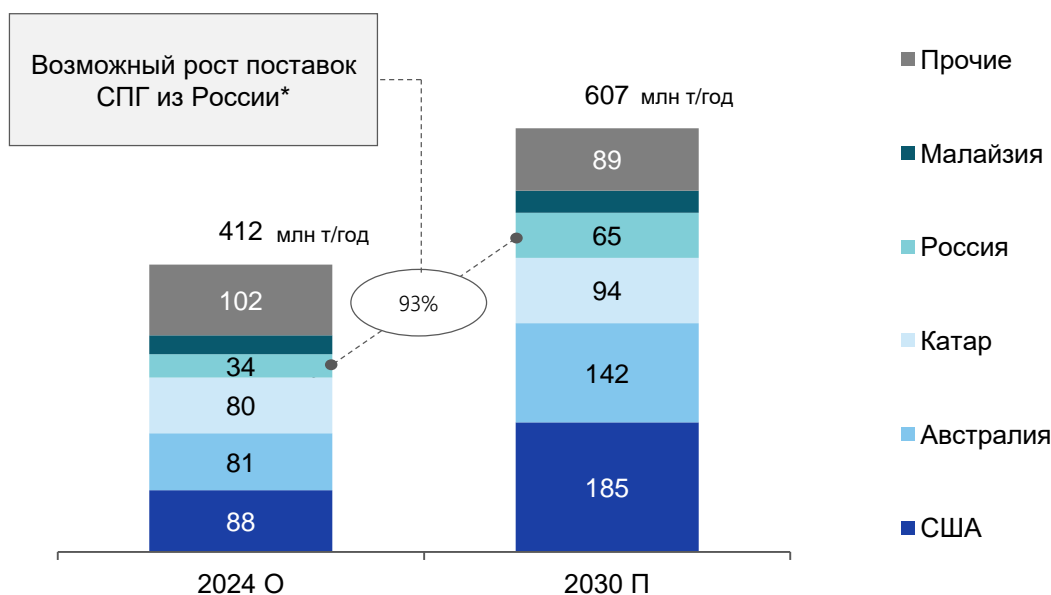
О – оценка, П – прогноз

Источники: Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2024), International Gas Union (2024), Oxford Institute for Energy Studies (2024), World Bank

1) International Gas Union, 2024 World LNG Report (2024 World LNG Report | International Gas Union)

7. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ В 2025-2030 ГГ. И ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПОРТЕРОВ

Рис 7. Изменение предложения СПГ, 2024-2030 гг.

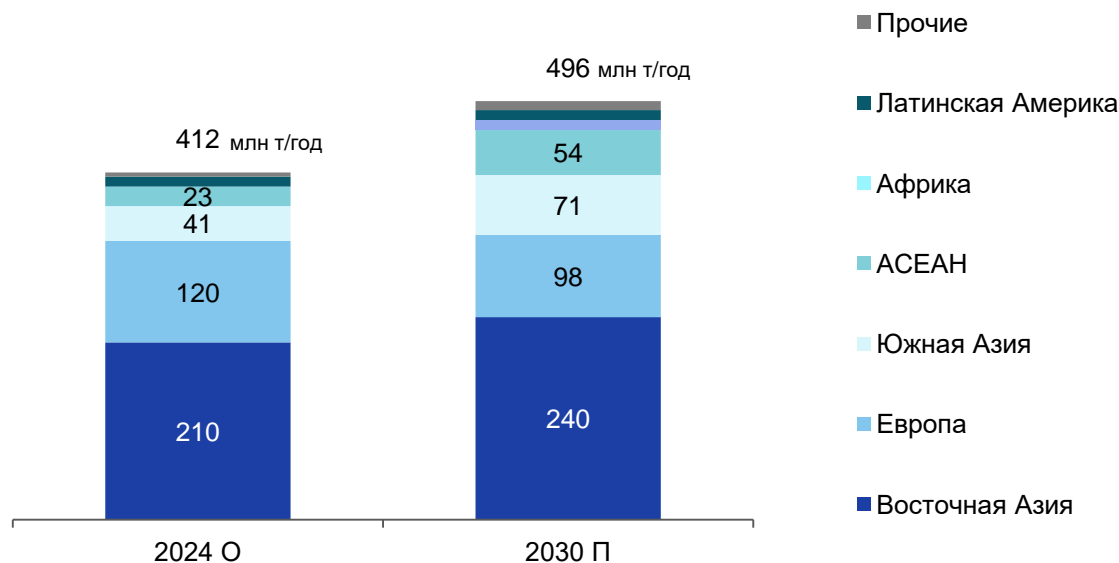


О – оценка, П – прогноз

*С учетом запуска СПГ-заводов Арктик СПГ 2 и Балтийский СПГ (Усть-Лу́га) до 2030 г.

Источники: Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2024), International Gas Union (2024), Oxford Institute for Energy Studies (2024), World Bank

Рис 8. Изменение спроса СПГ, 2024-2030 гг.



О – оценка, П – прогноз

Источники: Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2024), International Gas Union (2024), Oxford Institute for Energy Studies (2024), World Bank

7. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ В 2025-2030 ГГ. И ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПОРТЕРОВ

В этих условиях СПГ-проектам, загрузка которых не обеспечена в достаточной степени долгосрочными контрактами, придется снижать объем выпуска и работать не на полную мощность. Кроме того, отдельные заводы с высокой себестоимостью производства (более \$8 / млн БТЕ), расположенные в Австралии и Мозамбике¹, вероятно, вынуждены будут остановить работу, а проекты на стадии pre-FID, предполагающие высокие затраты на строительство трубопроводной инфраструктуры и освоение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), вероятнее всего, не получают положительных инвестиционных решений. Это относится прежде всего к канадским СПГ-проектам, расположенным на тихоокеанском побережье, а также мега-проектам в Аргентине (Argentina LNG с проектной мощностью 30,2 млн т/год) и России (Таймыр СПГ и Кара-СПГ с проектной мощностью 50 млн т/год и 30 млн т/год, соответственно)².

Замедление темпов ввода новых СПГ-заводов, сопровождающееся сокращением экспорта СПГ из Австралии и Индонезии (за счет как роста собственного потребления, так и естественного падения добычи на зрелых месторождениях)³ со временем способствует восстановлению баланса на глобальном рынке. Однако этот процесс будет не быстрым и, скорее всего, займет всю первую половину следующего десятилетия.

Негативные сигналы, говорящие о стремлении развивающихся экономик пересмотреть планы потребления СПГ в связи с высокой стоимостью этого топлива, прозвучали в феврале 2025 г. сразу из двух государств. Южноафриканская компания Sasol заявила⁴, что продолжит использовать уголь вместо СПГ на заводе по производству синтетического топлива Секунда (Secunda), считающемся крупнейшим источником выбросов парниковых газов в мире. Практически одновременно Вьетнамское министерство промышленности и торговли обнародовало обновленную редакцию Плана развития национальной энергетики. Документ, как уже отмечалось выше, предусматривает снижение цели на 2030 г. по суммарной установленной мощности электростанций на СПГ и собственном газе, с 22,4 ГВт до 18,0 ГВт.⁵ Учитывая сходную политику Министерства энергетики Таиланда, направленную на ослабление зависимости от импортного СПГ⁶, можно говорить о серьезных сомнениях стран «глобального Юга» в возможности поддерживать энергетическую безопасность за счет наращивания доли СПГ в структуре потребления ТЭР. Эта тенденция, зародившаяся в ответ на ценовой кризис 2021–2022 гг., в случае развития может оказать дополнительное давление на спрос, усугубляя прогнозируемое к концу 2020-х гг. затоваривание рынка СПГ.

1) International Gas Union, 2024 World LNG Report (2024 World LNG Report | International Gas Union)

2) Global Energy Monitor, Global Gas Infrastructure Tracker (Global Gas Infrastructure Tracker - Global Energy Monitor)

3) IEEFA, 7.06.2024 (The future of Australian LNG | IEEFA); The Diplomat, 14.02.2025 (Indonesia Is on the Verge of Natural Gas Dilemma – The Diplomat)

4) Business Day, 25.02.2025 (Sasol hits LNG price brick wall at Secunda)

5) Reuters, 5.02.2025 (Vietnam cuts gas, offshore wind targets in new power plan, draft document shows | Reuters)

6) Bangkok Post, 25.06.2024 (Bangkok Post - Gas production hikes and regional buying to cut LNG imports)

7. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ В 2025-2030 ГГ. И ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПОРТЕРОВ

Косвенным фактором, который может поддержать спрос (правда, вместе с одновременным увеличением предложения) является скептическое отношение действующего президента США Дональда Трампа к проблеме глобального изменения климата и связанным с ней инициативам по развитию ВИЭ-генерации¹. Помимо прямых ограничений (как, например, в случае с запретом выдачи федеральных разрешений на установку ветряных электростанций)², эта политика в перспективе может привести к пересмотру стратегических планов крупных нефтегазовых компаний в пользу проектов традиционной энергетики. Так, BP в феврале 2025 г. объявила о намерении снизить ежегодные инвестиции в проекты энергетического перехода с \$3,7 млрд до \$1,5–\$2,0 млрд и сохранить добычу углеводородов на уровне 2,3–2,5 млн б.н.э./сут.³ Несмотря на то, что фактической причиной пересмотра стратегии BP стало сокращение доходов и недостаточная эффективность по сравнению с другими «мейджорами», может оказаться, что радикальный сдвиг стратегических ориентиров ожидает всю нефтегазовую промышленность. В случае замедления реализации «зеленой повестки» спрос на СПГ наверняка повысится, но ввиду бюрократических сложностей, длительных сроков строительства и высокой капиталоемкости новых инфраструктурных проектов, значимое влияние на мировой рынок этот фактор начнет оказывать не раньше, чем к началу 2030-х гг.

Рекомендации для российских экспортёров СПГ

Для обеспечения стабильного экспорта российского СПГ в условиях вероятного сокращения или полного прекращения продаж в страны ЕС необходимо разработать комплексную программу стратегических инициатив, объединяющую усилия крупнейших экспортёров и федеральных органов власти РФ. **Основные направления таких инициатив могут включать:**

- **Диверсификацию рынков сбыта** и заключение сети меморандумов (рамочных соглашений) с дружественными странами «глобального Юга», направленных на перераспределение объемов российского СПГ;
- **Проработку реализации интегрированных проектов** с разветвленными цепочками сбыта СПГ (например, участие в строительстве электростанций по модели LNG-to-power, заводов по производству удобрений в странах с развитым сельскохозяйственным производством, развитию крупнотоннажного и городского транспорта на СПГ и КПГ);

1) Forbes.com, 16.02.2025 ([Trump's Energy Agenda And Its Impact On Clean Technology And Workers](#))

2) The Wall Street Journal, 23.02.2025 ([Trump Paralyzes the U.S. Wind Power Industry - WSJ](#)); Illuminem.com, 24.02.2025 ([Trump paralyzes the U.S. wind power industry | illuminem](#))

3) Reuters, 27.02.2025 ([BP cuts renewable investment and boosts oil and gas in strategy shift | Reuters](#))

7. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ В 2025-2030 ГГ. И ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПОРТЕРОВ

- **Привлечение российских инвестиционных банков** для организации проектного финансирования СПГ-проектов (приемных терминалов, связанной инфраструктуры и иных объектов) в дружественных странах при условии подтверждения последними долгосрочных обязательств в отношении импорта российского СПГ;
- **Повышение привлекательности долгосрочных контрактов на поставку СПГ** за счет отказа от фиксации портов назначения и перехода к более гибким моделям ценообразования (например, привязке к спотовым ценам и включении положений о возможности пересмотра ценовых условий при реализации определенных событий на рынке).

Кроме того, **возможно рассмотреть перепрофилирование части мощностей будущих проектов под производство аммиака, метанола и водорода.**

Учитывая, что азотные удобрения, в состав которых входит аммиак, и продукты газохимии на текущий момент не находятся под санкциями, строительство многопрофильных газохимических комплексов по примеру Обского ГХК может стать эффективным решением для монетизации дополнительных объемов газа.

При ранжировании потенциальных рынков, т.е. определении наиболее перспективных направлений отгрузки СПГ, следует принимать во внимание такие факторы, как:

- Объем незаконтракованных поставок;
- Существующую и планируемую СПГ-инфраструктуру, развитость газового рынка (включая наличие и расположение сети магистральных газопроводов, газовых электростанций, энергоемких промышленных предприятий, автотранспорта на КПГ и СПГ);
- Государственные планы и программы в области развития энергетики и стимулирования потребления газа;
- Уровень взаимоотношений каждой из рассматриваемых стран с РФ.

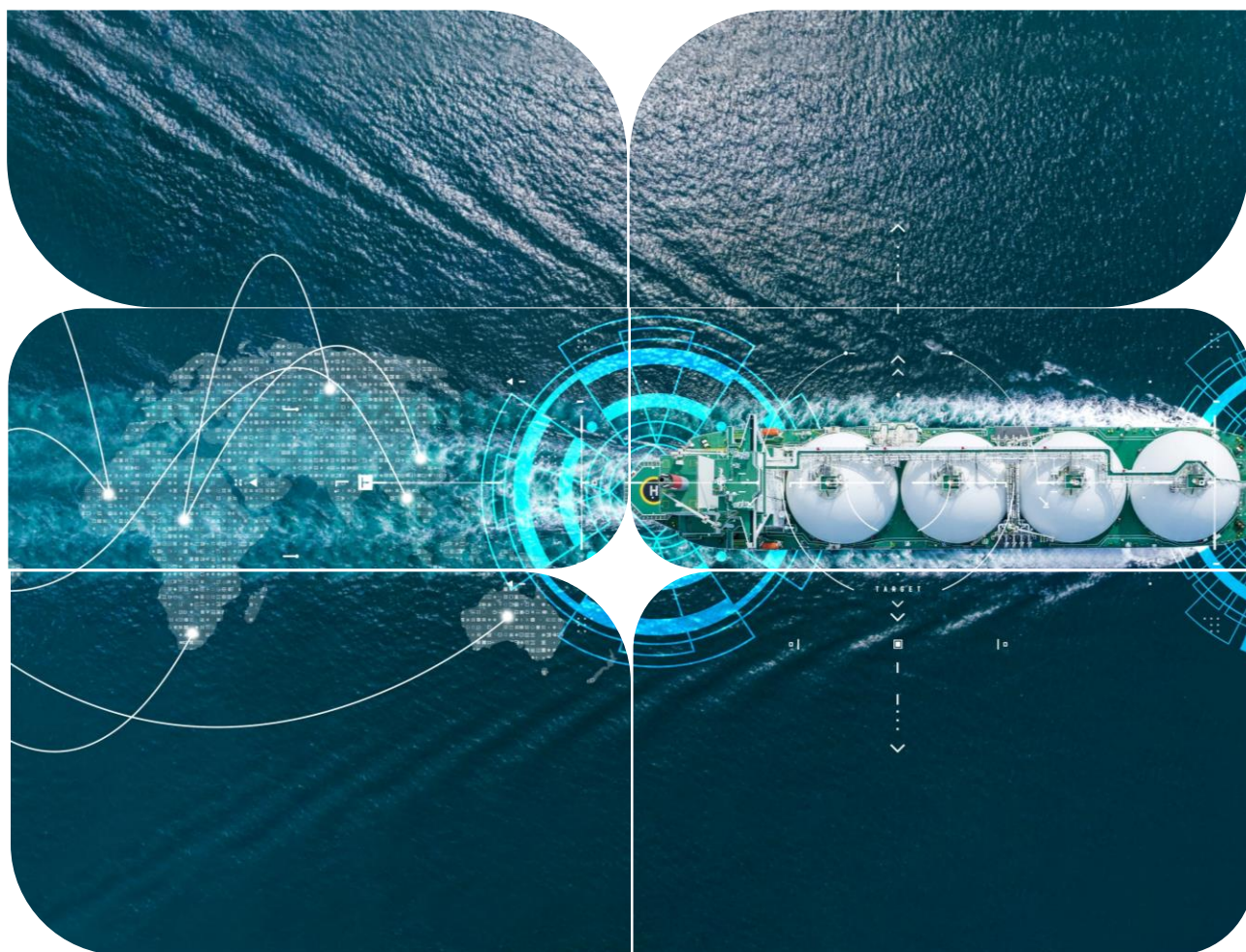


7. ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ В 2025-2030 ГГ. И ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭКСПОРТЕРОВ

Вместо заключения

Как видно из представленной оценки, **распределение российского СПГ по альтернативным рынкам сбыта, скорее всего, не позволит монетизировать весь дополнительный объем, который к 2030 г. может составить около 44 млн т/год, включая 18 млн т «европейского» газа и 26 млн т газа с новых мощностей «Газпрома» и «НОВАТЭК».** Для того, чтобы не снижать загрузку заводов и не ставить под удар экономическую эффективность, экспортерам следует уже сейчас продумать обеспечение гарантированного сбыта под будущие поставки СПГ либо перепрофилировать часть мощностей под выпуск продуктов газохимии, востребованных на международных рынках.

Основной вектор усилий, как уже отмечалось, должен быть направлен на развитие экспорта в дружественные государства с развитым газовым рынком (Китай, Индия, Вьетнам, Таиланд) и создание новых центров спроса на СПГ в странах, испытывающих дефицит электроэнергии.



СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

BP – British Petroleum

FID – final investment decision (окончательное инвестиционное решение)

FLNG – floating liquefied natural gas facility (плавучий СПГ-завод)

G20 – the Group of Twenty (“большая двадцатка” стран с наиболее развитой и развивающейся экономикой)

GAIL – Gas Authority of India Ltd.

JDA – joint development area (зона совместной разработки Малайзии – Таиланда)

JKM – Japan/Korea marker (индекс Platts)

LNG – liquefied natural gas (сжиженный природный газ)

LNG-to-power – производство электроэнергии из СПГ

MEG – Maghreb–Europe gas pipeline (газопровод Магриб – Европа)

METI – Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (Министерство экономики, торговли и промышленности Японии)

NBP – the National Balancing Point (индекс Platts)

ONGC – Oil and Natural Gas Corporation (Индия)

OVL – ONGC Videsh Ltd. (Индия)

PDP8 – National Power Development Plan of Vietnam (Восьмой План развития национальной электроэнергетики Вьетнама)

post-FID – проект, по которому получено окончательное инвестиционное решение

pre-FID – проект на стадии преинвестиционной оценки

REPowerEU – План Европейской комиссии по отказу от потребления российского ископаемого топлива

ROMPCO – The Republic of Mozambique Pipeline Investments Company (Инвестиционная трубопроводная компания Республики Мозамбик)

SEAM – Southeast Asia marker (индекс Platts)

TTF – the Title Transfer Facility (индекс Platts)

АГЗС – автомобильная газозаправочная станция

АСЕАН – Ассоциация государств Юго-Восточной Азии

АЭС – атомная электростанция

б.н.э. – баррели нефтяного эквивалента

БТЕ – британская термическая единица

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ГВт – гигаватт

ГТС – газотранспортная система

ГХК – газохимический комплекс

ЕС – Европейский Союз

кВт*ч/год – киловатт-час в год

КНР – Китайская Народная Республика

КПГ – компримированный природный газ

МИД – министерство иностранных дел

млн т – миллионы тонн

млрд м³ – миллиарды кубических метров

млрд т – миллиарды тонн

ПРГУ – плавучая регазификационная установка

СПГ – сжиженный природный газ

ТриЗ – трудноизвлекаемые запасы

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы

ЦОД – центр обработки данных

ЮАР – Южно-Африканская Республика (Южная Африка)



Автор исследования:
Сергей Ермилов
Менеджер компании
Рексофт Консалтинг

Под редакцией Сергея Суркова,
Руководителя отдела исследований
компании Рексофт Консалтинг



Изображения в исследовании сгенерированы нейросетями Midjourney и Leonardo.Ai, www.shutterstock.com, www.nomorecopyright.com.

Reksoft Consulting (входит в ГК Рексофт) отвечает за формирование стратегии и трансформацию бизнеса клиентов. Reksoft Consulting оказывает услуги по всей цепочке добавленной стоимости в ключевых отраслях экономики. Наши компетенции помогают решать задачи в области бизнес- и технологического консалтинга по трансформации бизнеса от разработки стратегии и операционной модели до внедрения изменений.