

РАЗВИТИЕ МИРОВОГО РЫНКА СПГ: ВЫЗОВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РОССИИ

Одной из основных происходящих сегодня на энергетическом рынке тенденций, является глобализация газовых рынков за счет ускоренного развития СПГ-индустрии.

Если Россия, являющаяся крупнейшим экспортером трубопроводного газа, не будет проводить активную политику в этой области, то рискует навсегда остаться на задворках рынка СПГ, за которым, как показывают результаты нашего исследования, будущее.

АВТОРЫ



Григорий ВЫГОН

Директор Энергетического центра
Московской школы управления СКОЛКОВО
energy@skolkovo.ru



Мария БЕЛОВА

Старший аналитик направления
«Мировая энергетика»
Энергетического центра Московской
школы управления СКОЛКОВО
Maria_Belova@skolkovo.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	2
ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ.....	7
ГЛОБАЛИЗАЦИЯ РЫНКА СПГ.....	8
УВЕЛИЧЕНИЕ ГИБКОСТИ ПОСТАВОК.....	10
ТАНКЕРНЫЙ ФЛОТ.....	15
ПЛАВУЧИЕ ЗАВОДЫ И РЕГАЗИФИКАЦИОННЫЕ ТЕРМИНАЛЫ.....	18
СПРОС НА СПГ.....	21
РЫНОК АТР.....	21
ЕВРОПЕЙСКИЙ РЫНОК.....	29
ГЛОБАЛЬНЫЙ СПРОС НА СПГ	38
ПРЕДЛОЖЕНИЕ СПГ.....	39
АВСТРАЛИЯ.....	41
ВОСТОЧНАЯ АФРИКА.....	42
СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА.....	43
СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РАЗВИЛКИ ДЛЯ РОССИИ.....	45

РЕЗЮМЕ

В следующем году СПГ-индустрия отметит свой полувековой юбилей. За этот период отрасль добилась серьезных успехов: на сегодняшний день на поставки СПГ приходится 30% мировой торговли газом, его экспортом занимается 18 стран, мощности по регазификации имеются в 26 странах.

Глобализация рынка СПГ, рост объемов торговли СПГ, увеличение доли спотовых продаж, научно-технический прогресс и развитие торговых площадок – это основные происходящие сегодня на рынке тренды, развитие которых в среднесрочной перспективе приведет к сближению принципов ценообразования газового и нефтяного рынков. При этом из-за различия драйверов, определяющих баланс спроса и предложения на рынке нефти и газа, ожидается отвязка газовых цен от нефтяных.

Имеющийся сегодня ценовой дифференциал на основных газовых рынках, обеспечивающих 70% мирового потребления газа (без учета России), не только стимулирует дальнейшее развитие торговли СПГ, но и делает ее более гибкой: в погоне за премиальными ценами теперь уже не только поставщики, но и потребители газа начинают перенаправлять газовые потоки и развивать услуги по перегрузке партий СПГ. В 2012 г. было реэкспортировано порядка 3,5 млн т СПГ или около 1,5% от объемов мировой торговли СПГ, при этом Европа (прежде всего Испания и Бельгия) уверенно замкнула на себе почти $\frac{3}{4}$ реэкспортируемых объемов СПГ.

В настоящее время около 75% СПГ продолжает поставляться по 20—25-летним контрактам, но доля продаж по краткосрочным договорам (спот-поставки и контракты длительностью 1—4 года) неуклонно увеличивается (причем наиболее активно в последние 6 лет) и уже достигла четверти всех торгуемых объемов СПГ. Это означает, что и российский СПГ в перспективе будет все более активно продаваться на споте. В связи с этим нужно наращивать соответствующие компетенции, что уже делают «Газпром» и «Новатэк» через свои трейдинговые «дочки» Gazprom marketing and trading и NOVATEK Gas & Power.

Рост поставок СПГ обеспечивается ростом числа танкеров, увеличением их единичных дедевейтов и совершенствованием технической оснащенности. Это также делает рынок газа глобальным, а развитие транспортного сегмента в газовом рынке опережает аналогичные процессы на рынке нефти.

В последние годы в отрасли также происходят революционные преобразования, которые, прежде всего, связаны с технологическими прорывами, призванными повысить гибкость рынка СПГ. Причем речь идет о переменах как на стороне спроса – появление плавучих приемных регазификационных терминалов СПГ (Floating Storage Regasification Unit, FSRU), так и на стороне предложения – проектирование и строительство плавучих заводов по сжижению газа (FLNG).

Сегодня при выборе технологического решения для своего приемного терминала СПГ в 50 % случаев инвестор принимает решение в пользу плавающей установки, даже несмотря на то, что операционные расходы FSRU по сравнению со стационарным терминалом несколько выше из-за более низкого коэффициента загрузки мощностей.

Пока в мире не работает ни один FLNG. Однако уже в 2015-2016 гг. в строй будет введено два таких проекта. Еще порядка 30 проектов находятся на стадии рассмотрения. С истощением запасов нефти и газа на суше все большее значение приобретают шельфовые месторождения, на производство и транспортировку СПГ с которых и будут ориентированы такие мобильные заводы, которые по мере исчерпания одного месторождения можно перебазировать на другое.

Текущие и перспективные объемы тихоокеанского рынка газа, а также нынешний уровень цен на нем являются крайне привлекательными для поставщиков СПГ. В Азию сегодня отправляется более 70% объемов СПГ.

К 2030 году спрос на СПГ вырастет более чем вдвое и достигнет порядка 500 млн т в год. Спрос на СПГ в Европе возрастет почти в 3 раза: с нынешних 47 млн т до 130 млн т в год. Развитые страны Азии (прежде всего Япония и Южная Корея) в этот период ожидаемо увеличат потребление в СПГ на 40%. Лидером же роста станет Юго-Восточная Азия, относительно новый игрок на рынке СПГ - Китай, Индия, Пакистан, Вьетнам, Индонезия, Малайзия, Таиланд. Их потребности в СПГ к 2030 году вырастут в 8 раз.

Азиатские страны, понимая свои растущие потребности в газе, с одной стороны, и ограниченность собственных ресурсов, с другой, активно контрактуют будущие объемы. Так, только за 2012 год Япония и Южная Корея подписали

16 долгосрочных контрактов на поставку газа и 4 толлинговых соглашения общим объемом 28,5 млн т в год. Это сопоставимо с производительностью планируемых российских СПГ-заводов во Владивостоке и на Ямале. Кроме того, ими подписано 6 краткосрочных контрактов на 4,2 млн т – мощность одной технологической линии завода.

За 3 предыдущих года страны Азии ОЭСР гарантировали себе еще 37 млн т ежегодных поставок. Таким образом, на сегодня свободная рыночная ниша в Японии и Южной Корее составляет всего 12 млн т в 2015 году, 31 – в 2025 году и 60 млн т в 2030 году.

Интересно, что Китай в 2012 году не заключил ни одного контракта на поставку газа. Скорее всего, это объясняется тем, что страна за предыдущие 3 года явно перевыполнила план, законтрактовав 73,5 млн т (100 млрд м³) ежегодных поставок газа. Т.е. Китай уже «закрыл» свои потребности в импортном газе на ближайшее десятилетие. Рыночная ниша для поставок газа, в том числе российского, появляется не ранее 2025 года в объеме 19 млн т (26 млрд м³), что даже ниже существующих договоренностей о поставках нашего газа по «восточному трубопроводу» в объемах 28 млн т (38 млрд м³).

Азиатские страны и компании предпринимают активные усилия по снижению цен на импортируемый СПГ, которые в итоге могут привести к падению цен после 2020 года с нынешних 16-18 до 12 долл./МБТЕ, что поставит под сомнение экономическую целесообразность реализации целого ряда добычных и инфраструктурных проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России.

Европа была единственным рынком, на котором в 2011 году происходило падение спроса на газ. Не исправил ситуацию и прошлый год: по предварительным оценкам, европейский спрос на газ в 2012 году упал еще на 3,6 %. Общее падение спроса на газ сказалось и на снижении его импорта. Однако в случае СПГ объем его поставок в Европу в 2012 г. упал еще более значительно - на 27%, что, прежде всего, объясняется переориентацией глобальных потоков СПГ на Тихоокеанский рынок в силу растущего дифференциала между азиатскими и европейскими ценами.

Если не принимать в расчет прошлый год, можно отметить важную для европейского рынка тенденцию - рост

доли СПГ в импортных поставках газа, которая за последние 10 лет удвоилась и достигла 20%. В условиях стагнации, а в последние годы даже падения европейского спроса на газ получается, что СПГ оттягивает на себя часть потребителей, которые до этого традиционно снабжались трубопроводным газом, в том числе и российским.

Анализ динамики затрат на транспортировку СПГ и трубопроводного газа позволяет сделать вывод о том, что СПГ начинает конкурировать с трубопроводными поставками на расстояниях свыше 2,5 тыс. км. Это позволяет не только расширить географию поставок СПГ, делая рынок газа глобальным, но и делает СПГ конкурентоспособной альтернативой трубопроводным поставкам газа внутри самой Европы. В 2012 году в регионе были организованы поставки СПГ (перегрузка): из Бельгии во Францию и Испанию, из Испании в Италию и Грецию. Развитие операций по перегрузке в Европе является положительным трендом для российских арктических СПГ проектов. Очевидно, что гонять танкеры ледового класса в Южную Европу экономически нецелесообразно, необходимо будет перегружать СПГ, например, в Великобритании или Франции.

К 2020 году объем производственных мощностей СПГ в мире удвоится и, согласно прогнозам, составит порядка 580 млн т в год. Причем наибольший прирост вводимых мощностей запланирован на 2015 г. (+53 млн т в год) и 2017 г. (еще 53 млн т). Основным выводом для потенциальных поставщиков СПГ станет понимание того, что сроки ввода в действие новых разработок, а также сроки переговоров, которые обеспечат контракты на поставку газа, будут иметь большое значение. Любые проекты, которые будут не в состоянии обеспечить источник спроса на период с 2016 по 2020 гг., на какой-то промежуток времени могут оказаться за пределами рынка.

Если верить заявленным планам российских компаний, основной ввод отечественных мощностей по производству СПГ состоится годом позже. В 2018 г. должны стартовать Печора СПГ (2,6 млн т), Владивосток СПГ (5 млн т), совместный проект Роснефти и Exxon Mobil на Дальнем Востоке (5 млн т). В этой связи наиболее выигрышным выглядит проекта Ямал СПГ, старт которого намечен на конец 2016 года с мощностью 5,5 млн т (в 2018 г. она может возрасти до 10 млн т в год).

Российский СПГ не следует рассматривать как прямого конкурента¹ или альтернативу российским же трубопроводным поставкам в Европу. СПГ обладает рядом очевидных преимуществ – отсутствие зависимости от стран-транзитеров, снятие неопределенности некоторых вопросов Третьего энергопакета для трубопроводных поставок, маркетинговая гибкость и новые рынки. В этих условиях проекты СПГ могут выступать как удачная альтернатива новым экономически неэффективным трубопроводным проектам.

При благоприятном стечении обстоятельств, подразумевающим введение большинства рассматриваемых на сегодня российских заводов СПГ до 2020 года, доля России на рынке СПГ в 2020 г. может составить максимальные 6%. Если же завод СПГ «Сахалина-2» к тому времени останется единственным действующим в РФ заводом – она снизится до 2%.

Таким образом, если Россия не будет проводить активную политику, то рискует практически полностью отдать рынок СПГ нашим конкурентам. В этой связи для сохранения своих позиций нам необходимо активно занимать рыночную нишу и либерализовать экспорт СПГ.

¹ На европейский рынок Россия сможет поставлять порядка 2,8 млн т СПГ в год в 2017 году - это всего 3,5% потребностей региона в этом виде газа или 3% от общего объема российского экспорта в Европу, до 12 млн т в 2020 году – 12% и 10% соответственно.

ТЕНДЕНЦИИ НА РЫНКЕ СПГ

СПГ-индустрия имеет почти полувековую историю. В 1964 году был заключен первый контракт на поставку СПГ, предполагавший экспорт газа с СПГ-завода GL4Z (более известного как CAMEL) в порту Arzew в Великобританию и Францию. К 1969 году было заключено еще три контракта: дополнительные поставки из Алжира во Францию, поставки из Ливии в Италию и Испанию, а также поставка с завода на Аляске в Японию (первый тихоокеанский проект).

За этот период отрасль добилась серьезных успехов: на сегодняшний день на поставки СПГ приходится 30% мировой торговли газом, его экспортом занимается 18 стран мира, мощности по регазификации имеются в 26 странах. Причем только за последние 7 лет число стран-экспортеров СПГ увеличилось на 40%, а импортеров на 70%. Любопытно, что 26-ой страной, обладающей мощностями по регазификации СПГ, в 2012 году стала Индонезия – традиционный экспортер газа. Стоит отметить, что эта общая тенденция последних лет, что приемными терминалами обзаводятся страны, исторически являющиеся экспортерами СПГ.

Таблица 1.
Развитие рынка СПГ – ключевые цифры

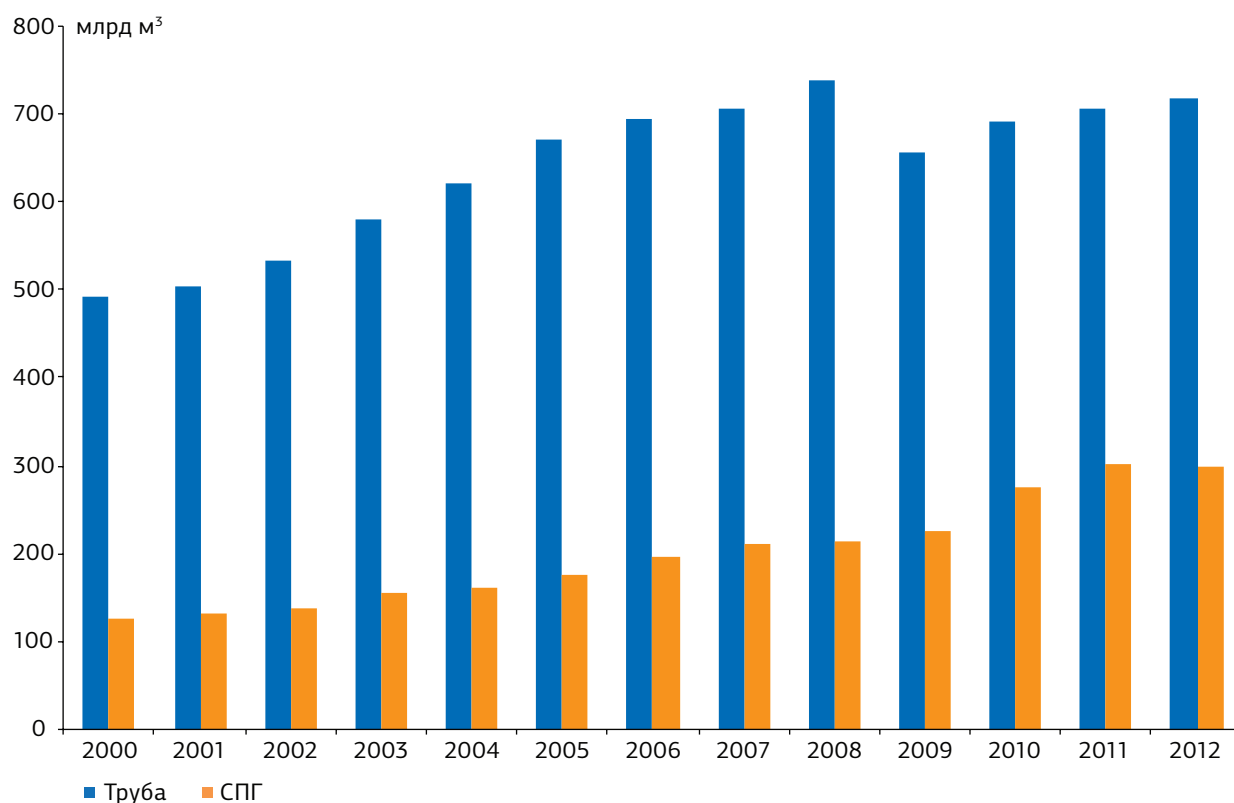
	1995	2000	2005	2012
Количество технологических линий	44	56	68	89
Мощность заводов СПГ, млн т	89	122	171	282
Количество терминалов по регазификации СПГ	31	40	51	93
Мощность терминалов по регазификации СПГ, млн т	280	334	380	668
Количество танкеров	66	104	167	378
Объем торговли СПГ, млн т	74	92	130	236
Доля СПГ в международной торговле газом, %	20.5%	26.0%	26.2%	30.0%

Источник: GIIGNL 2013, PFC, Cedigaz, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

ГЛОБАЛИЗАЦИЯ РЫНКА СПГ

Объем мировой торговли газом за последние 10 лет вырос примерно на 30% (рисунок 1), при этом объем трубопроводных поставок увеличился на 45%, а СПГ торговли - на 110%.

Рис. 1. Динамика объемов торговли газом



Источник: GIIGNL 2013, Cedigaz, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Традиционно рынки потребления СПГ принято делить на атлантический (Северная Америка и Европа) и тихоокеанский (Азия). Если первые поставки из Алжира осуществлялись на сравнительно небольшие расстояния в Европу, то на более удаленный рынок США СПГ стал впервые поставляться в 1972 году – в рамках небольшого проекта в Эверетте, штат Массачусетс. В 1978 году начались гораздо более крупные поставки СПГ из Алжира на терминалы США в Кав-Пойнт, штат Мэриленд, и Элба-Айленд, штат Джорджия.

Начальный этап развития торговли СПГ (1960-70 е гг.) пришелся на период беспрецедентных изменений на международных энергетических рынках. К ним относятся два нефтяных кризиса, широкомасштабная национализа-

ция концессионных проектов международных нефтяных компаний в странах ОПЕК и реструктуризация газовой отрасли в Северной Америке.

Несмотря на то, что исторически первые поставки СПГ происходили в географических рамках атлантического рынка, уже в начале 70-х акценты начали смещаться в сторону Тихоокеанского региона. Пережив два нефтяных кризиса в 1970-х годах и стремясь уменьшить зависимость от импорта нефти с Ближнего Востока, Япония увеличила импорт СПГ из стран Юго-Восточной Азии, в особенности из Индонезии. Так, в 1979 году доля Японии (единственного на тот момент потребителя СПГ на тихоокеанском рынке) составляла 56% годового оборота СПГ. Всего же на долю СПГ в мировой торговле газом в то время приходилось только 6%.

Позиции тихоокеанского рынка усилились, когда в 1986 году импортировать СПГ начала Южная Корея, а в 1990 году – Тайвань, что одновременно привело к увеличению доли СПГ в мировой торговле газом до 15,6% в 80-х и до 23,5% - в 90-х. По сей день этот регион является доминирующим потребителем СПГ и, согласно прогнозам, только укрепится в этом статусе. К числу азиатских импортеров СПГ в 2004 году примкнула Индия (первый контракт был подписан с Катаром), в 2006 году - Китай, начавший поставки СПГ из Австралии.

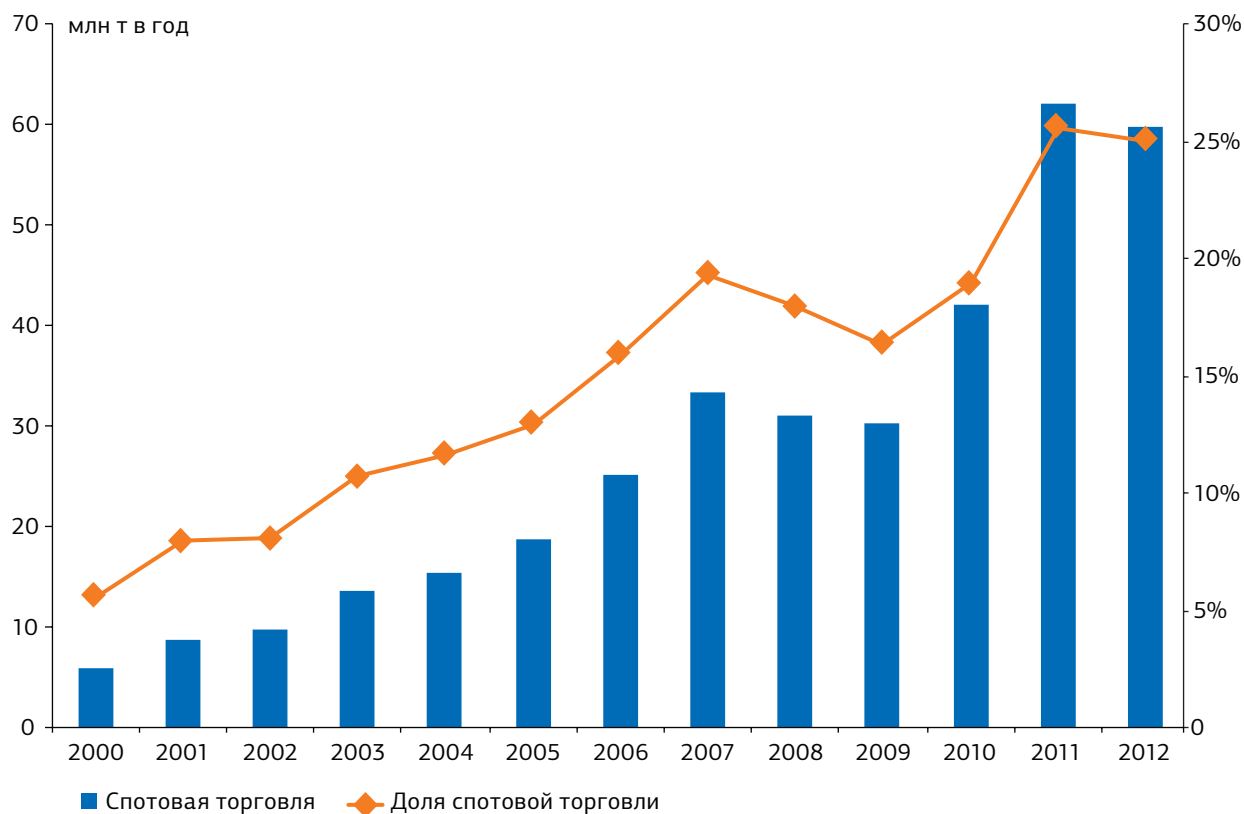
УВЕЛИЧЕНИЕ ГИБКОСТИ ПОСТАВОК

Сейчас около 75% СПГ поставляется по долгосрочным контрактам, но доля спота неуклонно растет

Долгие годы формальное преимущество СПГ перед трубопроводным газом в гибкости поставок на практике не играло существенной роли. Как и в случае с трубопроводным транспортом, из-за крупных вложений в соответствующую инфраструктуру поставляемые объемы СПГ, как правило, законтрактовывались еще к моменту начала строительства заводов по сжижению. До 1990 года спотового рынка СПГ практически не существовало.

Со временем доля СПГ, продаваемого по долгосрочным контрактам, начала снижаться. В настоящее время около 75% СПГ продолжает поставляться по 20—25-летним контрактам, но доля продаж по краткосрочным договорам (спот-поставки и контракты длительностью 1—4 года) неуклонно увеличивается (причем наиболее активно в последние 6 лет) и уже достигла четверти всех торгуемых объемов СПГ. При общем объеме рынка СПГ 236 млн т поставки в рамках краткосрочных договоров в 2012 году составили около 60 млн т (рис 2.).

Рис. 2. Динамика объемов спотовой торговли* СПГ и их доли в общем объеме



*Спотовые и краткосрочные контракты (продолжительность до 4 лет)

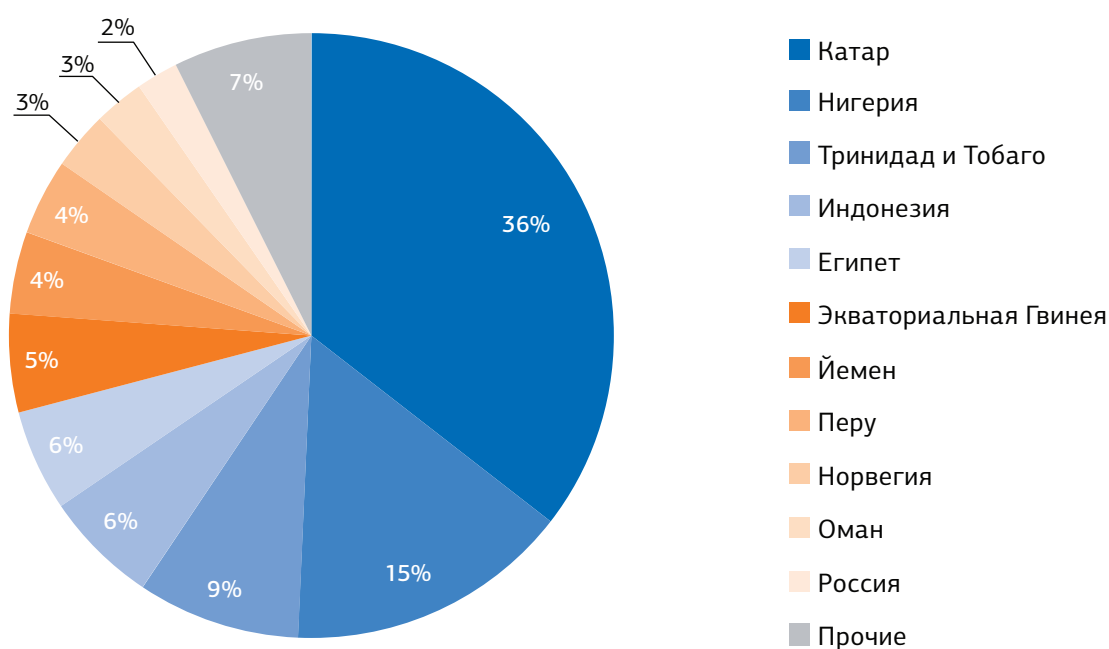
Источник: GIIGNL 2013

Россия также вовлечена в спотовую торговлю СПГ. В 2012 г. Ее доля составила 2% рынка спот

Основным игроком на рынке краткосрочных продаж СПГ (36% от общего объема спотовых поставок) является Катар, который к тому же и самый крупный в мире производитель сжиженного газа. Активность этой страны на спотовом рынке газа во многом связана с тем, что значительная часть мощностей по сжижению была ориентирована на американский рынок, но оказалась не востребована из-за североамериканской «сланцевой революции». На втором месте по объемам СПГ, продаваемого по спот ценам, находится Нигерия с 15%-ной долей этого рынка. Также существенными поставщиками на спотовый рынок являются Тринидад и Тобаго, Индонезия, Египет и Экваториальная Гвинея. Россия также вовлечена в спотовую торговлю СПГ: в 2012 г. с СПГ-завода «Сахалин-2» в рамках спотовых и краткосрочных сделок, согласно данным GIGNL, было продано 1,3 млн т СПГ (2% спотового рынка и 12,5% российского экспорта СПГ) (рис. 3).

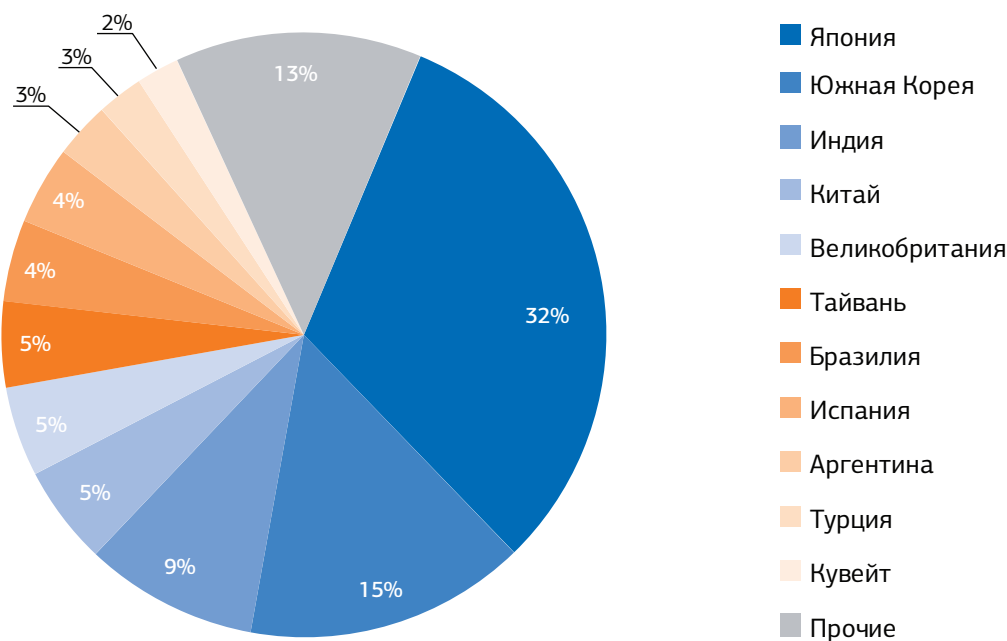
Со стороны спроса крупнейшим покупателем спотовых партий СПГ является Япония (32% всех торгуемых спотовых и краткосрочных объемов), затем Южная Корея (порядка 15%), которая за счет спотовых операций удовлетворяет свои пиковые потребности в зимний период. К числу постоянных покупателей спотовых партий СПГ также относятся Индия (9% рынка), Китай, Бразилия и Тайвань (по 5%) (рис. 4).

Рис. 3. Структура рынка спотовой и краткосрочной торговли СПГ (экспортеры)



Источник: GIGNL 2013

Рис. 4. Структура рынка спотовой и краткосрочной торговли СПГ (импортеры)



Источник: GIIGNL 2013

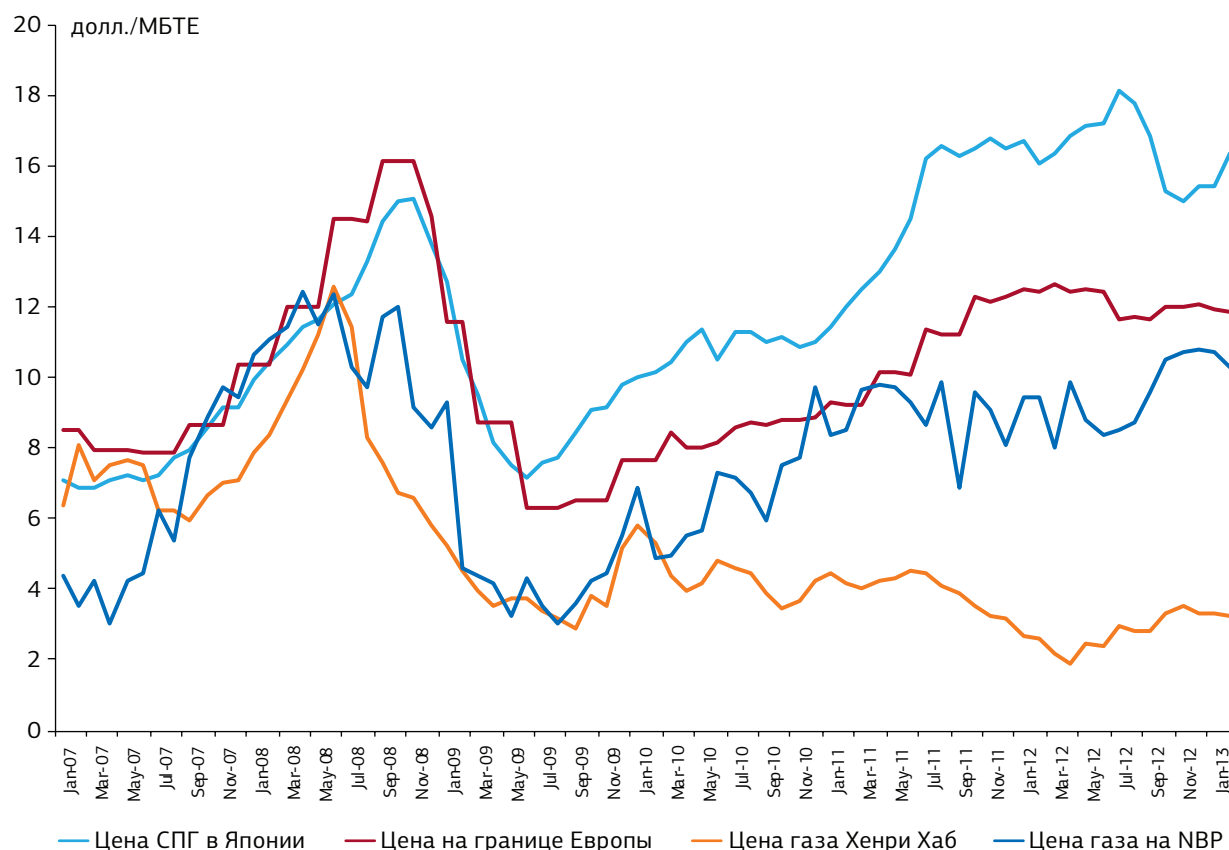
Кстати, именно Катар в 2009 году поставлял свободные от контрактных обязательств объемы СПГ в Европу по демпинговым для этого рынка ценам - за 120 долл./тыс. куб м. Однако страна не делала это себе в убыток, поскольку себестоимость производства СПГ в Катаре полностью покрывается за счет продажи побочных продуктов (этан, СУГ, конденсат).

В последнее время Катар изменил свою маркетинговую стратегию. Страна последовательно снижает объемы спотовых поставок своего СПГ на европейский рынок: и если в 2010 г. на Европу приходилось 57% спотовых поставок Катара, в 2011 году 28%, то в 2012 году уже только 20%. Одновременно компания Qatargas заключила долгосрочный договор (165 лет) с компанией EDF Trading на поставку своего газа в объеме 3-4 млн т в год в Бельгию с привязкой цен СПГ к нефтяным котировкам.

Имеющийся на сегодня ценовой дифференциал (начавший формироваться еще в 2008 году из-за мирового экономического кризиса, роста добычи газа в США и различных подходов к ценообразованию) на основных газовых рынках, обеспечивающих 70% мирового потребления газа (без учета России) (рисунок 5), не только стимулирует дальнейшее развитие торговли СПГ, но и делает ее более гибкой: в погоне за премиальными ценами теперь уже

не только поставщики, но и потребители газа начинают перенаправлять газовые потоки (рисунок 6). В 2012 году было реэкспортировано порядка 3,5 млн т СПГ или около 1,5% от объемов мировой торговли СПГ.

Рис. 5. Динамика цен на газ в США, Японии и Европе



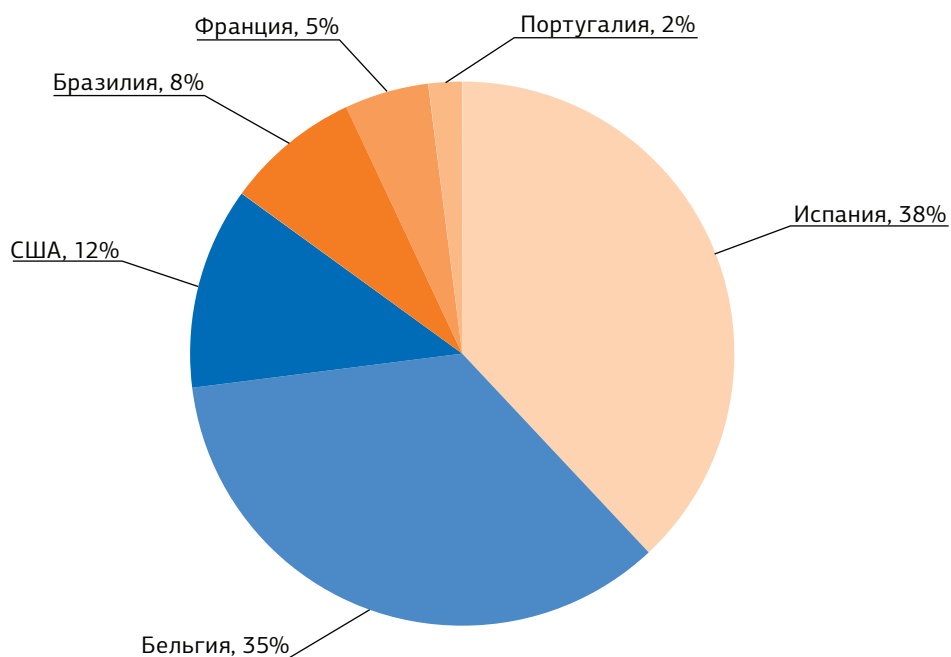
Источник: Energy Intelligence, Bloomberg, Platts international gas report

Одними из первых реэкспортировать СПГ начали США, которые в 2009 г. в условиях избытка газа на внутреннем рынке (из-за роста добычи в результате «сланцевой» революции), перестали нуждаться в импортных поставках СПГ. При этом продавать его на внешнем рынке американские компании стали по гораздо более низким по сравнению с закупочными в соответствии с условиями контрактов ценам.

Объемы американского реэкспорта росли вплоть до 1,5 млн т в 2011 году (соизмеримо с мощностью одного из старейших СПГ-заводов, расположенного на Аляске), однако в прошлом году они упали до 0,4 млн т.

Лидирующие позиции США были перехвачены Европой: Испания и Бельгия уверенно замкнули на себе почти $\frac{3}{4}$ реэкспортируемых объемов СПГ.

Рис. 6. Структура реэкспорта СПГ в 2012 г. (включая перегрузку)



Источник: GIIGNL 2013

ТАНКЕРНЫЙ ФЛОТ

Первая танкерная перевозка СПГ состоялась в 1958 году: на экспериментальном судне Methane Pioneer была осуществлена транспортировка сжиженного природного газа из Лейк-Чарльз в штате Луизиана (США) в Кэнвей-Айленд в Великобритании. Первый в мире нефтеналивной танкер «Зороастр» был построен в 1877 году. Однако, если крупнейший на сегодня нефтяной танкер класса ULCC (550 тыс. т) появился лишь спустя век (в 1970-е гг.), первый газовый гигант – танкер класса Q-max (263- 266 тыс. м³) был спущен на воду через 50 лет после первого газовоза (в 2008 году). Получается, что танкерные перевозки газа в своем развитии опережают нефтяные в 2 раза.

Кроме того, газовозы быстроходны, их скорость достигает 16-20 узлов по сравнению с 14 узлами для стандартного нефтяного танкера; операции по наливу и разгрузке СПГ не занимают много времени (в среднем 12-18 часов), по сравнению с несколькими днями для нефтяного танкера.

Рост числа танкеров, а, следовательно, и увеличение поставок СПГ делает рынок газа глобальным, повторяя, а в чем-то даже и опережая, развитие рынка нефти.

Таблица 2.
Сравнение показателей морских перевозок нефти и газа

	Газ		Нефть*	
	2000г.	2011г.	2000г.	2011г.
Количество танкеров, шт.	104	376	2930	4300
Объем морской торговли, млн т	92	230	1608	1900
Доля морских поставок в международной торговле УВ, %	26%	30%	82%	85%

* Учтены танкеры дедвейтом свыше 10 тыс. т

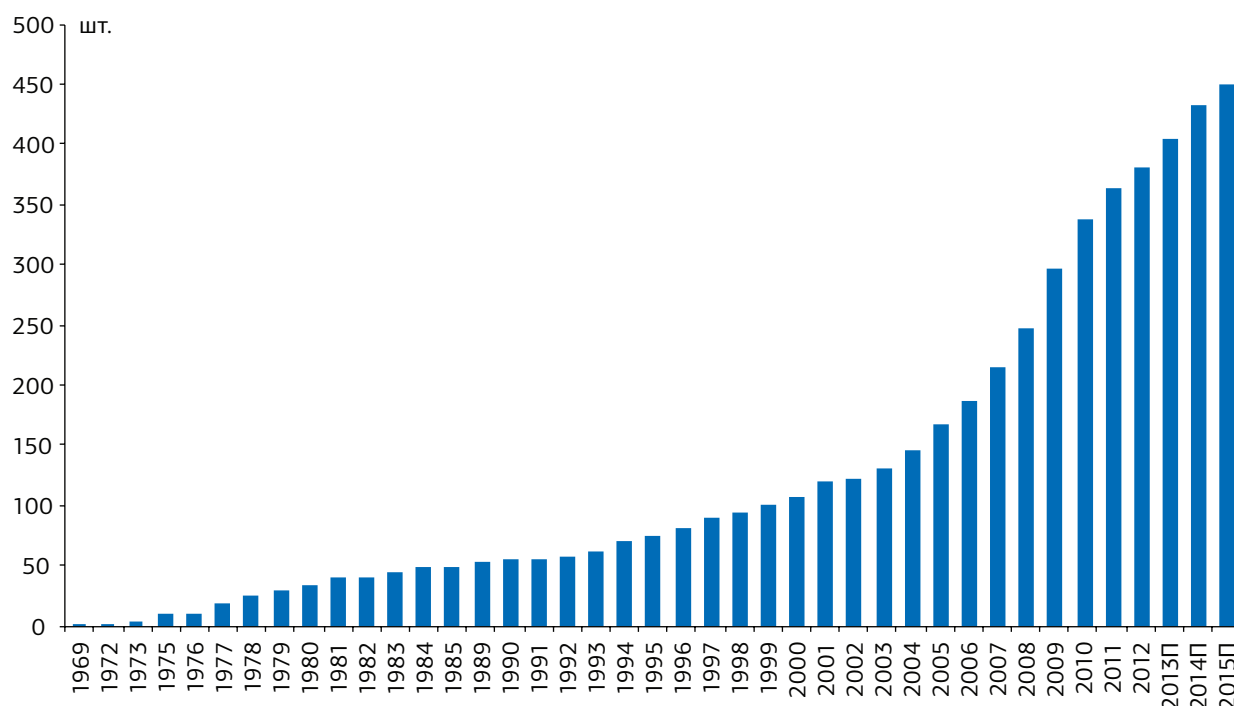
Источник: GIIGNL 2013, BP, Argus, Fearnleys, Intertanko – Key tanker figures 2011, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

В 2007 году появились первые танкеры Q-flex, а спустя год самые крупные - Q-max

Еще один важный тренд, о котором стоит сказать поподробнее, - это увеличение единичных дедевейтов газовозов, позволяющее заметно снизить расходы на транспортировку СПГ. До недавнего времени максимальный дедевейт СПГ-танкеров класса Conventional не превышал 140-154 тыс. м³, что эквивалентно грузоподъемности порядка 60 тыс. т СПГ. В 2007 году появились первые танкеры класса Q-Flex (210-216 тыс. м³), а спустя год - уже упомянутого выше максимального класса Q-Max. Вместимость этих танкеров на 80% больше, чем у танкеров класса Conventional. На сегодняшний день, мировой танкерный флот СПГ насчитывает 40 кораблей класса Q-Flex и 14 - класса Q-max (порядка 15 % всего флота).

Появление танкеров такого класса изменило сложившиеся представления об эффективности морских перевозок СПГ. По информации заказчика большинства этих судов Qatar Gas Transport Company, увеличение единичного дедевейта танкеров, а также ряд технических усовершенствований позволит сократить затраты на транспортировку СПГ на 40%. Стоимость постройки судов, в расчете на единицу грузоподъемности, на 25% ниже. При этом в таких судах еще не реализован весь набор перспективных технических решений, в частности увеличенная осадка и улучшенная теплоизоляция танков.

Рис. 7. Общее число танкеров



Источник: GIIGNL 2013

В ближайшие 3 года с верфей сойдет еще порядка 80 метановозов, что одновременно приведет к дальнейшему росту перевозок СПГ

Важно то, что рост дедвейта судов типов Q-Max и Q-Flex было достигнуто в основном за счет увеличения длины и ширины корпуса, при сохранении стандартной для крупных СПГ-танкеров осадки в 12 метров, что определяется глубинами Суэцкого канала и большинства существующих терминалов.

В ближайшие 3 года с верфей сойдет еще порядка 80 метановозов, в том числе крупных классов, что одновременно приведет к дальнейшему росту перевозок СПГ.

Что касается более далекой перспективы, ожидается, что в ближайшее десятилетие появится возможность эксплуатировать газовозы с осадкой 20-25 м, что позволит увеличить их дедвейт до 350 тыс. м³ и повысить ходовые качества за счет улучшения гидродинамических обводов корпуса. Это сократит стоимость строительства, так как большие по вместимости танкеры можно будет строить без увеличения размера доков и стапелей.

Постройка таких судов позволит сократить стоимость перевозки СПГ вдвое по сравнению с существующим уровнем, а затраты на постройку судов – на треть.

Снижение стоимости морских перевозок СПГ будет иметь следующие последствия:

- СПГ получит дополнительные преимущества перед трубопроводным газом. Расстояние, на котором СПГ эффективнее трубопровода, сократится еще на 30-40%, с 2500-3000 км до 1500-2000 км, а для подводных трубопроводов - до 750-1000 км.
- Увеличатся расстояния морских перевозок СПГ, логистические схемы станут более разнообразными.
- Это станет значительным шагом на пути к формированию единого глобального газового рынка, вместо двух существующих сегодня локальных рынков СПГ - атлантического и тихоокеанского. Дополнительный импульс к этому даст модернизация Панамского канала, которую планируется завершить в 2014-2015 гг. (как раз к началу экспорта СПГ из США). Увеличение размеров шлюзовых камер в канале позволит крупнейшим СПГ-танкерам свободно перемещаться между двумя океанами.

ПЛАВУЧИЕ ЗАВОДЫ И РЕГАЗИФИКАЦИОННЫЕ ТЕРМИНАЛЫ

В последние
года при выборе
технологического
решения в 50% случаев
инвестор принимает
решение в пользу
плавучей установки
для своего приемного
терминала

В последние годы в отрасли происходят революционные преобразования, которые, прежде всего, связаны с технологическими прорывами, призванными повысить гибкость рынка СПГ. Причем речь идет о переменах как на стороне спроса – появление плавающих приемных регазификационных терминалов СПГ (Floating Storage Regasification Unit, FSRU)², так и на стороне предложения – проектирование и строительство плавающих заводов по сжижению газа (FLNG).

FSRU

Несмотря на то, что первый плавающий терминал по регазификации, американский терминал Gulf Gateway у побережья Бостона, вошел в строй еще в 2005 году, интерес к такого рода терминалам стал расти лишь с конца прошлого десятилетия. По данным Enerdata LNG Trade Database, в настоящее время в мире функционирует 15 плавающих установок по приему и регазификации СПГ, к 2015 году их число должно превысить 20³. Еще 36 проектов находятся на стадии рассмотрения.

Любопытно, что в последние годы при выборе технологического решения для своего приемного терминала СПГ в 50 процентов случаев инвестор принимает решение в пользу плавающей установки, даже несмотря на то, что операционные расходы FSRU по сравнению со стационарным терминалом несколько выше из-за более низкого коэффициента загрузки мощностей. Преимущества плавающего терминала заключаются в следующем:

- Такие терминалы размещаются на плавающих сооружениях или искусственных островах, на значительном удалении от береговой черты, нередко за пределами территориальных вод (так называемые оффшорные терминалы). Это позволяет сократить сроки строительства, а также обеспечить удаление терминалов на безопасное расстояние от береговых объектов.
- Они могут принимать суда со значительной осадкой. Глубоководные терминалы, например, Gulf

² Плавающий терминал по приему СПГ представляет собой СПГ-танкер с размещенной на борту установкой по регазификации плюс подводный газопровод до берега.

³ Презентация Goral LNG «FSRU GROWTH UPDATE: FULL STEAM AHEAD» на CWC World LNG Series: Asia Pacific Summit, 11 сентября 2012 года

Gateway, вообще не имеют ограничений по осадке судов, другие проекты предусматривают осадку до 21-25 м и соответственно потенциальную вместимость принимаемых судов может составлять 250-350 тыс. м³.

- В отличие от стационарных терминалов СПГ, требующих отчуждения больших площадей земли, как правило, дорогостоящих в прибрежной черте, специального глубоководного судового хода и причала для приема судов СПГ, плавучий терминал можно расположить вдали от основных морских путей и обойтись на берегу лишь небольшим участком для подключения к газораспределительной сети. Возможен также вариант швартовки регазификационного судна СПГ к отдельному причалу порта на постоянной основе, а уже к нему – швартовки челночных транспортных судов СПГ для передачи СПГ с борта на борт.
- Сроки организации плавучего регазификационного терминала СПГ намного короче, чем для наземного терминала. Оператору не нужно ждать несколько лет, необходимых для строительства терминала (порядка двух лет уходит на подготовку техпроекта и еще 2-3 на строительство). Показательным примером здесь является Аргентина, которая начала импорт СПГ через плавучий терминал Bahia Blanca, на установку которого потребовалось менее года. Можно арендовать свободную плавучую установку на рынке (конечно в случае ее наличия там) и в кратчайшие сроки получить доступ к альтернативному имеющемуся источнику газовых поставок. Именно этот вариант сейчас активно прорабатывается Украиной и Литвой в целях диверсификации своего импорта и снижения объемов закупок российского трубопроводного газа.
- С другой стороны, использование FSRU может быть удобно и в том случае, если страна-импортер заинтересована лишь в краткосрочных поставках СПГ. Тогда экономически целесообразно будет арендовать плавучий терминал на этот срок, нежели сооружать стационарный терминал с длительным периодом окупаемости.

FLNG

В настоящее время в мире не функционирует ни один подобный завод. Два года назад, в мае 2011 года, компания Shell приняла окончательное инвестиционное решение о начале строительства первого плавучего завода по сжижению газа для австралийского морского месторождения Prelude. В прошлом году о готовности построить подобный завод для своего оффшорного месторождения заявила малазийская Petronas (проект Kanowit), причем, согласно планам, он⁴ будет введен в строй в 2015 году, т.е. даже раньше австралийского проекта Shell, производство СПГ на котором должно начаться в 2016 году. Еще порядка 30 проектов находятся на стадии рассмотрения.

Очевидно, что стоимость строительства плавучего завода СПГ по сравнению с традиционным выше: фактически, это цена «сухопутного завода» плюс цена огромной платформы (в случае с Prelude это 4 футбольных поля стандартов FIFA), плюс плата за компактность размещения. Однако есть объективные причины для обращения к такого рода технологиям.

Преимуществом применения плавучих заводов СПГ является его мобильность

С истощением запасов нефти и газа на суше все большее значение приобретают шельфовые месторождения. Традиционно газ с таких месторождений направляется по подводному трубопроводу на берег, где он сжижается или попадает в трубопроводную систему страны. Но чем дальше новые месторождения становятся от берега (а также - чем глубже уровень океана в районе запасов газа), тем выгоднее становится отказ от транспортировки на берег в пользу плавучего завода по сжижению. Месторождения, которые уже сейчас планируется разрабатывать подобным способом, находятся примерно в 200 км от берега, в случае же российского Штокмана – это беспрецедентные 600 км.

Еще одним преимуществом применения плавучих заводов СПГ является его мобильность: подобный завод можно перебазировать с одного месторождения на другое по мере исчерпания. А малотоннажные плавучие заводы позволяют разрабатывать небольшие морские месторождения, где традиционная доставка газа на берег вообще никогда не стала бы рентабельной.

⁴ Проектная мощность завода Petronas 1,2 млн тонн СПГ в год против 3,6 млн тонн у Prelude.

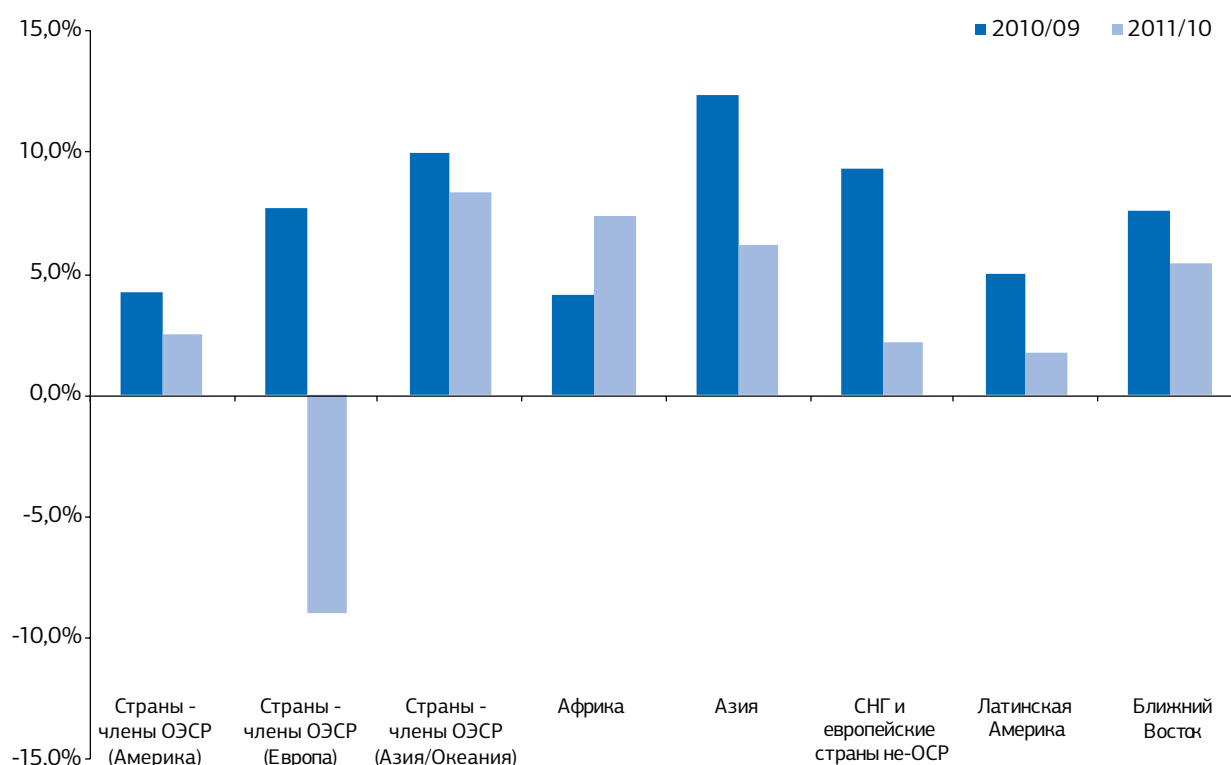
СПРОС НА СПГ

Текущие и перспективные объемы тихоокеанского рынка, а также нынешний уровень цен на нем являются крайне привлекательными для поставщиков СПГ.

РЫНОК АТР

Действительно экономики стран Азии (причем как развитые, так и развивающиеся), несмотря на кризис, демонстрируют устойчивый и один из самых высоких рост спроса на газ (рис 8). Более 70% объемов СПГ сегодня отправляется в Азию (рис 9).

Рис. 8. Изменение спроса на газ по регионам мира, %

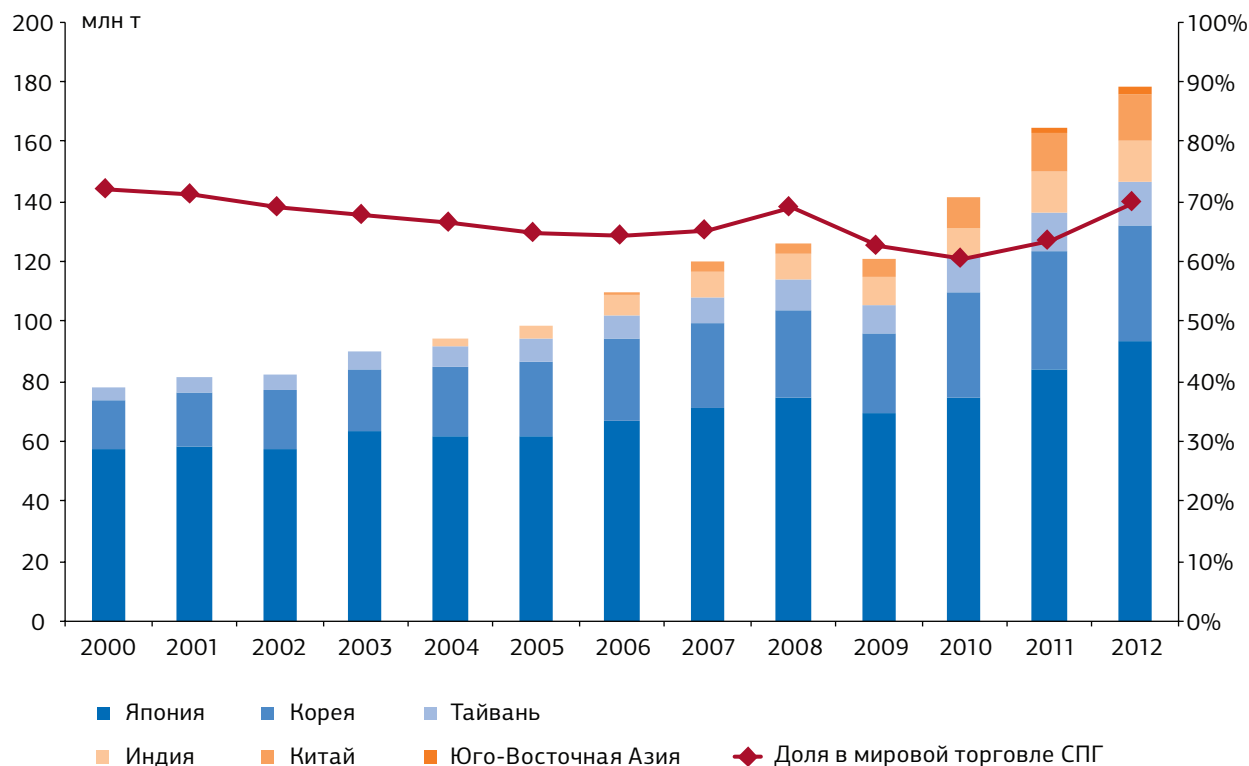


Источник: IEA, Medium-Term Gas Market Report, 2012

Как уже отмечалось выше, Япония и Южная Корея являются крупнейшими потребителями СПГ (рис 10). Уверенно в десятке импортеров поднимаются Китай и Тайвань, в 2012 году занявшие 4 и 6 места против 6 и 7 в 2011 г. соответственно.

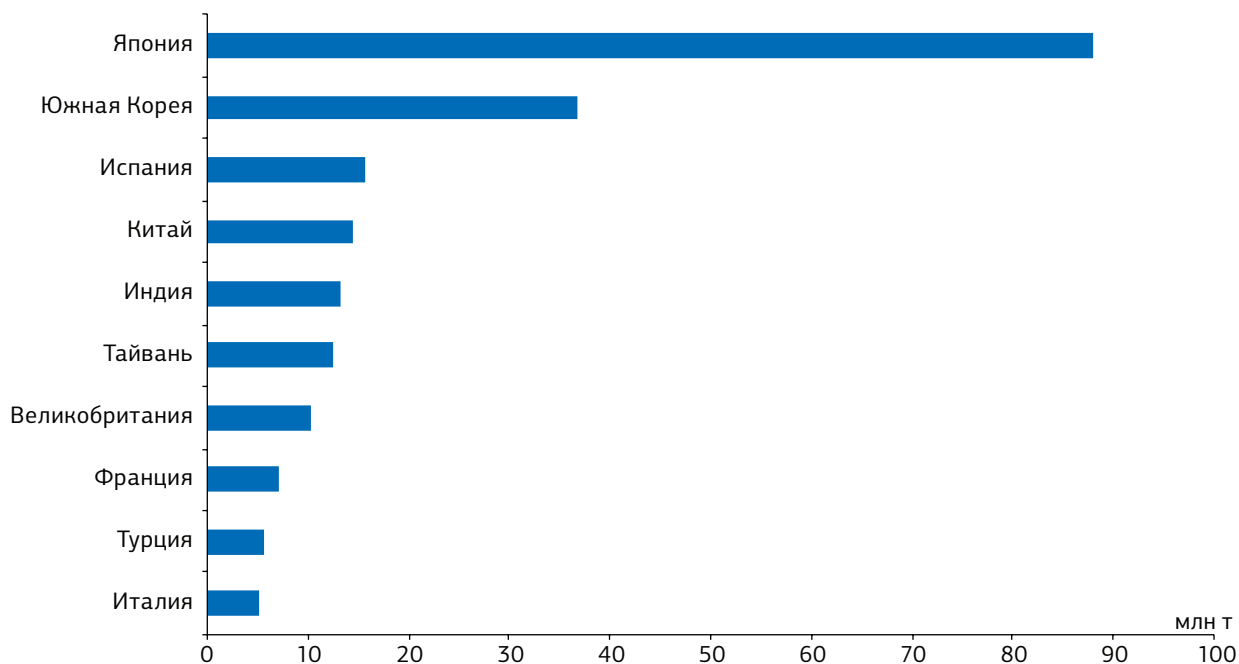
В 2012 году в мире заработало 4 новых приемных СПГ-терминала общей мощностью 11,5 млн т в год, при этом 3 из них (67% введенных мощностей) – в АТР: Zhejiang в Китае (3 млн т), FSRU-терминал Nusantara в Индонезии (3 млн т) и Ishikari в Японии (1,7 млн т).

Рис. 9. Поставки СПГ в АТР: объемы и доля в мировой торговле



Источник: GIIGNL 2013, Andy Flower 2013, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Рис. 10. Десять крупнейших импортеров СПГ в 2012 году, млн т



Источник: GIIGNL 2013

Уровень цен на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе является самым высоким по сравнению с другими рынками

Уровень цен на газ в регионе является самым высоким по сравнению с другими рынками (рис 5). Прежде всего это объясняется тем, что:

- основные потребители газа в регионе (Япония, Южная Корея и Тайвань) являются почти на 100% зависимыми от импортных поставок;
- действующие с 70-х годов прошлого века механизмы формирования цены на газ подразумевают привязку к ценам на нефть (в этих странах СПГ исторически конкурировал с нефтью во многих секторах экономики).

Традиционной для этих стран являлась следующая формула ценообразования для импортного газа:

$$P(\text{СПГ}) = A * P(\text{сырая нефть}) + B$$

Где $P(\text{СПГ})$ - цена на СПГ в \$/МБТЕ, P (сырая нефть) - базовая цена японской нефтяной смеси (JCS), A и B являются константами, величины которых определяют покупатель и продавец газа в ходе переговоров. Константа A показывает соотношение между стоимостью газа и ценой нефти – т.е. определяет угол наклона S-кривой, обычно выражается в процентах (например, 15%). Константа B – фиксированная величина, которая обычно отражает транспортные расходы на доставку газа.

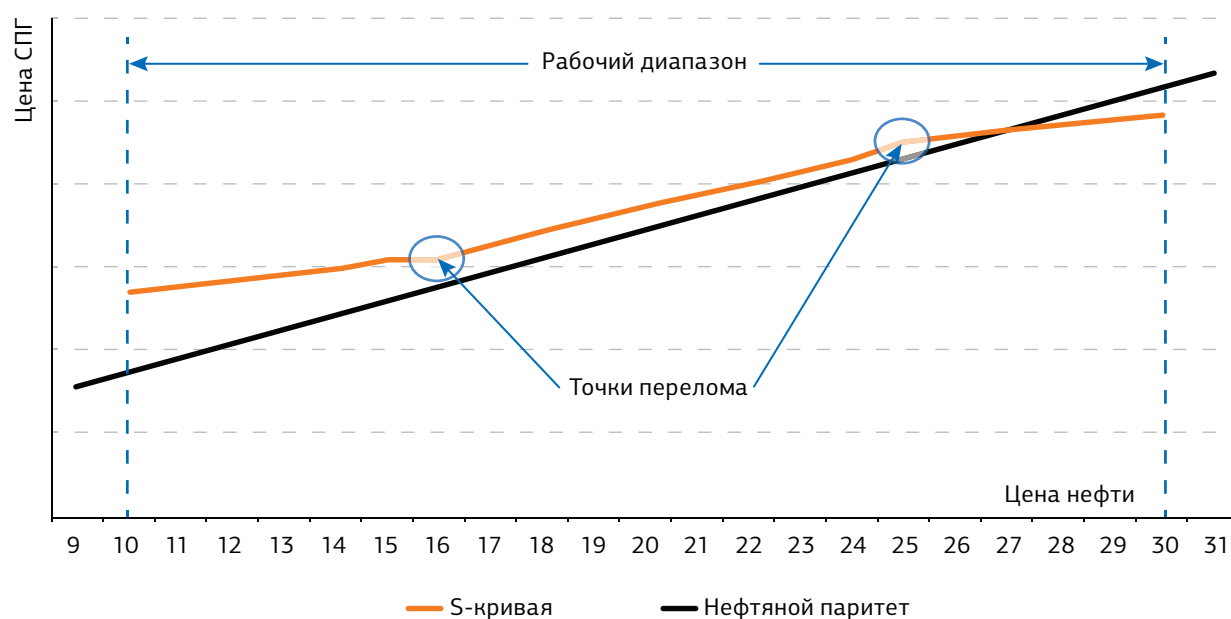
В течение долгого времени контрактные переговоры, как правило, касались уровня констант A и B , с особым акцентом на коэффициент A , так как это существенно влияло на общее изменение цен. Во времена волатильности цен в формулу вводились и другие элементы (например, определенные цены на нефть, при которых контракты могут быть пересмотрены или при которых константы меняются автоматически).

Первоначально, в 1970-х и начале 1980-х, связь между ценами на нефть (которая в то время редко выходила из узкого диапазона в районе \$20 за баррель) и ценой на газ была прямолинейной, коэффициент A , как правило, составлял около 15 -16%. Эта цена была немного ниже, чем паритетная цена на нефть (что соответствует кривой в 17,2%), но фиксированная константа B предоставляла продавцу некоторую степень защиты от низких цен на нефть.

Этот подход устраивал всех, пока не произошел обвал цен на нефть. В 1985 году цены на нефть опустились ниже \$10 за баррель в результате чего ряд поставщиков СПГ оказался под значительным финансовым давлением. Бесперебойность поставок всегда была и остается сегодня одной из основных проблем для Японии, Южной Кореи и Тайваня при любых переговорах о цене газа, поскольку их экономики полностью зависят от импорта газа.

В результате чего, в эпоху снижения цен на нефть в середине-конце 1980-х, они были готовы уступить поставщикам, требующим ввести понятие S-кривой, что позволило «обрубить» кривую при низких и при высоких ценах на нефть. Это фактически дало как продавцам, так и покупателям некоторую защиту от волатильности цен на нефть, что в дальнейшем было усовершенствовано путем введения «применимого интервала цен», который определял диапазон цен на нефть, в котором договор оставался в силе. Любое движение цен на нефть за пределы этого диапазона вызывало «добросовестное» обсуждение пересмотра условий контракта. Нормальный применимый интервал цен мог находиться в пределах \$10 - \$30 за баррель нефти, с S-кривой с точками изгиба (где кривая не изменится), находящимися на отметках \$15 и \$25 за баррель нефти (см. Рисунок 11).

Рис. 11. Пример контракта с применением S-кривой и применимым интервалом цен



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Основным импортером СПГ, использовавшим в то время с S-кривые в контрактах, была Япония, ряд долгосрочных контрактов, заключенных на этих ценовых условиях до сих пор в силе. Южная Корея и Тайвань, которые приступили к импорту газа в 1986 и 1990 годах, соответственно, реже использовали данный вид договора, что означало, что к тому времени, когда цены на нефть выросли до исторического максимума в конце 2000-х гг., обе страны были вынуждены платить более высокие цены за газ, чем Япония. Тем не менее, в начале 2000-х годов, преимущества использования S-кривой покупателями СПГ были менее очевидными, до того момента, когда избыток поставок создал существенную конкуренцию между покупателями и привел к значительному изменению кривой, применяемой в большинстве новых контрактов.

Так, китайский договор с проектом Северо-Западного шельфа Австралии стал первым из контрактов, который воспользовался преимуществами рынка покупателей, с выдвинутым требованием о более низком уровне кривой, находящейся в диапазоне 12-14% и верхним уровнем цены на нефть в пределах \$25 за баррель (с включением в условия контракта нижнего порога цен, который, однако, теперь не имеет значения, и составлявшим \$15 за баррель). Как отмечалось выше, результатом стало то, что газ в рамках этого контракта поставляется по очень низкой цене - 3,50 долл./МБТЕ.

Малазийские, индонезийские поставщики и даже участники российского проекта Сахалин-2 предлагают аналогичные условия для корейских, тайваньских и китайских покупателей, Япония заключила контракт с Оманом, также предполагающий поставки газа по низким ценам. Тем не менее, к 2005 году избыток поставок сократился и цены на нефть начали резко расти, что привело к тому, что ряд контрактов, ранее заключенных Японией, вышли за пределы этого интервала. Теперь покупатели стремятся гораздо меньше предлагать S-образные графики, так как они не хотят ограничивать верхний предел, и предлагаемый в настоящее время коэффициент **A** в формуле находится в диапазоне 15% -16,5%, что гораздо ближе к нефтяному паритету цен. Экономический кризис 2008 года и последующее замедление роста спроса на газ привели к небольшому сдвигу сил в переговорах обратно к покупателям, и коэффициент **A** в настоящее время составляет 14% -15%, а S-образные графики также подверглись изменениям и находятся в гораздо более высоком

диапазоне в \$30-\$90, чем в первоначально заключенных контрактах. Интересно отметить, что, несмотря на резкое изменение ситуации в переговорах по ценам, отсутствовали какие-либо перебои с поставками или потребности в арбитражном разбирательстве из-за разногласий с условиями договора. Решение полагаться на «добросовестность» в переговорах, в случаях, если цена нефти выйдет из согласованного диапазона, оказалось успешным, а некоторые контракты теперь также начали включать в себя условие автоматического пересмотра цены газа после определенного периода времени (например, через 5 или 10 лет). Некоторые переговоры оказались очень длительными (например, пересмотр контракта между Японией и Абу-Даби занял 6 лет), но в конечном итоге все они, как представляется, имели положительный исход.

Методика ценообразования с использованием S-кривой сохранит свое доминирование в ближайшие несколько лет

Это методика ценообразования сохранит свое доминирование в ближайшие несколько лет. Однако страны и компании предпринимают активные усилия по снижению цен на импортируемый в регион СПГ:

- Азиатские компании начали активно контрактовать североамериканский газ, цена на который привязана к ценам Хенри Хаба.
- В начале 2013 года Министерства экономик развитых стран АТР (прежде всего, Японии и Южной Кореи) объявили об учреждении специального фонда в размере порядка 11 млрд долл. За счет средств этого фонда государства планируют страховать и гарантировать возвращение коммерческих кредитов, выданных национальным компаниям, которые начнут разработку и экспорт североамериканского газа.
- Весной 2013 г. Министерство экономики, торговли и промышленности Японии заявило о создании первой в мире биржи фьючерсов на СПГ. Запуск площадки запланирован на март 2015 г.

Реализация этих мер вместе с развитием спотовой торговли и ростом конкуренции поставщиков в регионе, по некоторым оценкам, может привести к падению цен на газ в регионе после 2020 года с нынешних 16-18 до 12 долл./МБТЕ, что поставит под сомнение экономическую целесообразность реализации целого ряда добычных и инфраструктурных проектов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России.

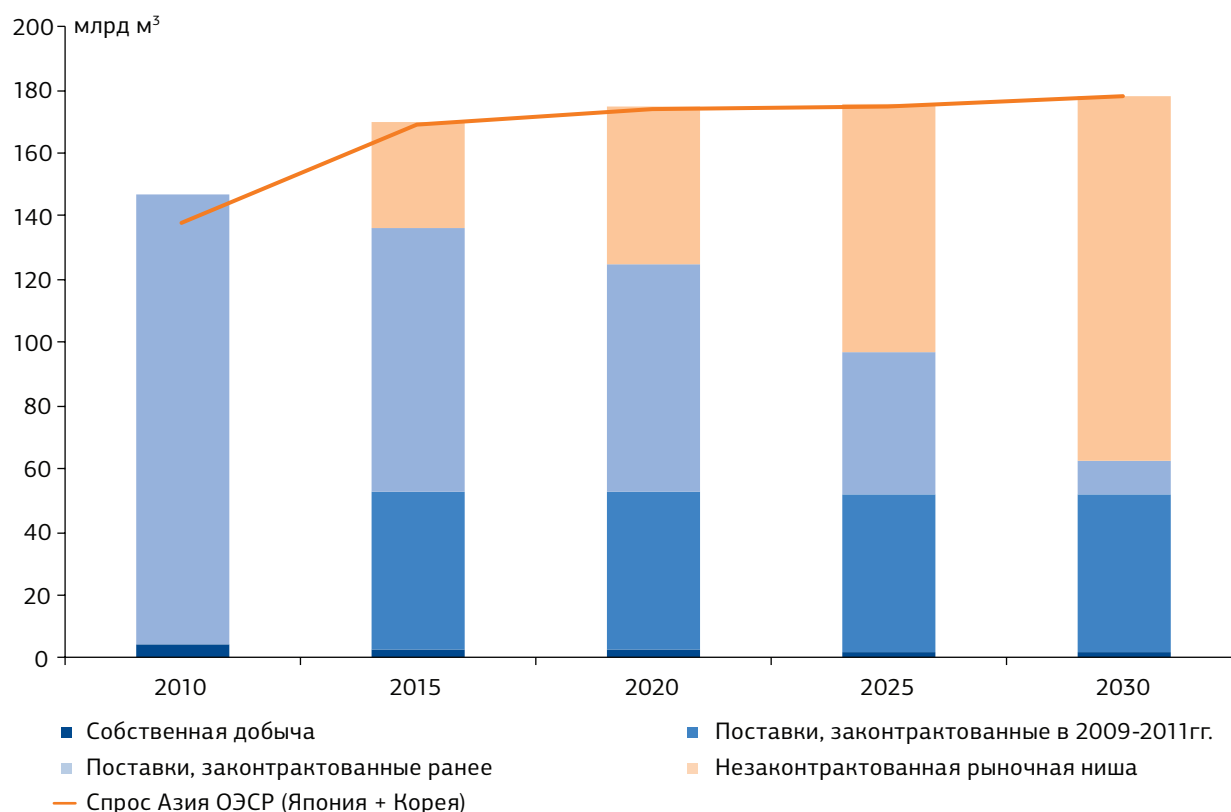
Азиатские страны
активно контрактуют
будущие объемы
импорта

Азиатские страны, понимая свои растущие потребности в газе, с одной стороны, и ограниченность собственных ресурсов, с другой, активно контрактуют будущие объемы.

Так, только за 2012 год Япония и Южная Корея подписали 16 долгосрочных контрактов на поставку газа и 4 толлинговых соглашения общим объемом 28,5 млн т в год с разными сроками начала поставок (см. рис. 12), что сопоставимо с производительностью планируемых российских СПГ-заводов во Владивостоке и на Ямале и 6 краткосрочных контрактов на 4,2 млн т – фактически мощность первой линии каждого из упомянутых заводов.

За три предыдущих года страны Азии ОЭСР гарантировали себе еще 37 млн т (50 млрд м³) ежегодных поставок. Таким образом, на сегодня свободная рыночная ниша в Японии и Южной Корее составляет всего 12 (16 млрд м³) в 2015 году, 31 (42) – в 2025 году и 60 (82) в 2030 году.

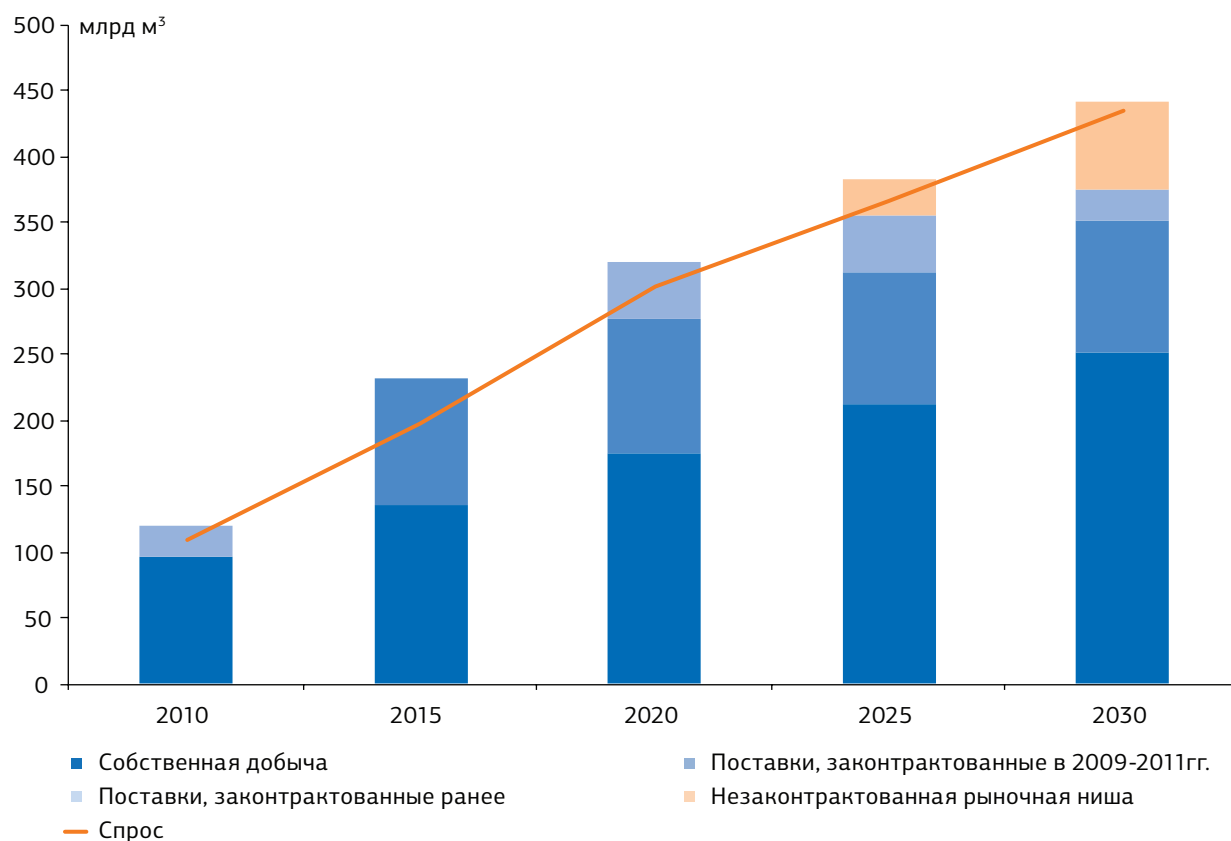
Рис. 12. Прогнозный баланс газа Японии и Южной Кореи



Источник: IEA 2011, Cedigaz, GIIGNL 2013, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Интересно, что Китай в 2012 году не заключил ни одного контракта на поставку газа. Скорее всего это объясняется тем, что страна за предыдущие три года явно перевыполнила план, законтрактовав 73,5 млн т (100 млрд м³) ежегодных поставок газа. Т.е. Китай уже «закрыл» свои потребности в импортном газе на ближайшее десятилетие. Рыночная ниша для поставок газа, в том числе российского (рис 13), появляется не ранее 2025 г. в объеме 19 млн т (26 млрд м³), что даже ниже объемов, отраженных в подписанном в феврале с.г. меморандуме о взаимопонимании в области сотрудничества между «Газпромом» и CNPC по проекту трубопроводных поставок российского природного газа в Китай по «восточному» маршруту – 28 млн т (38 млрд м³).

Рис. 13. Прогнозный баланс газа Китая

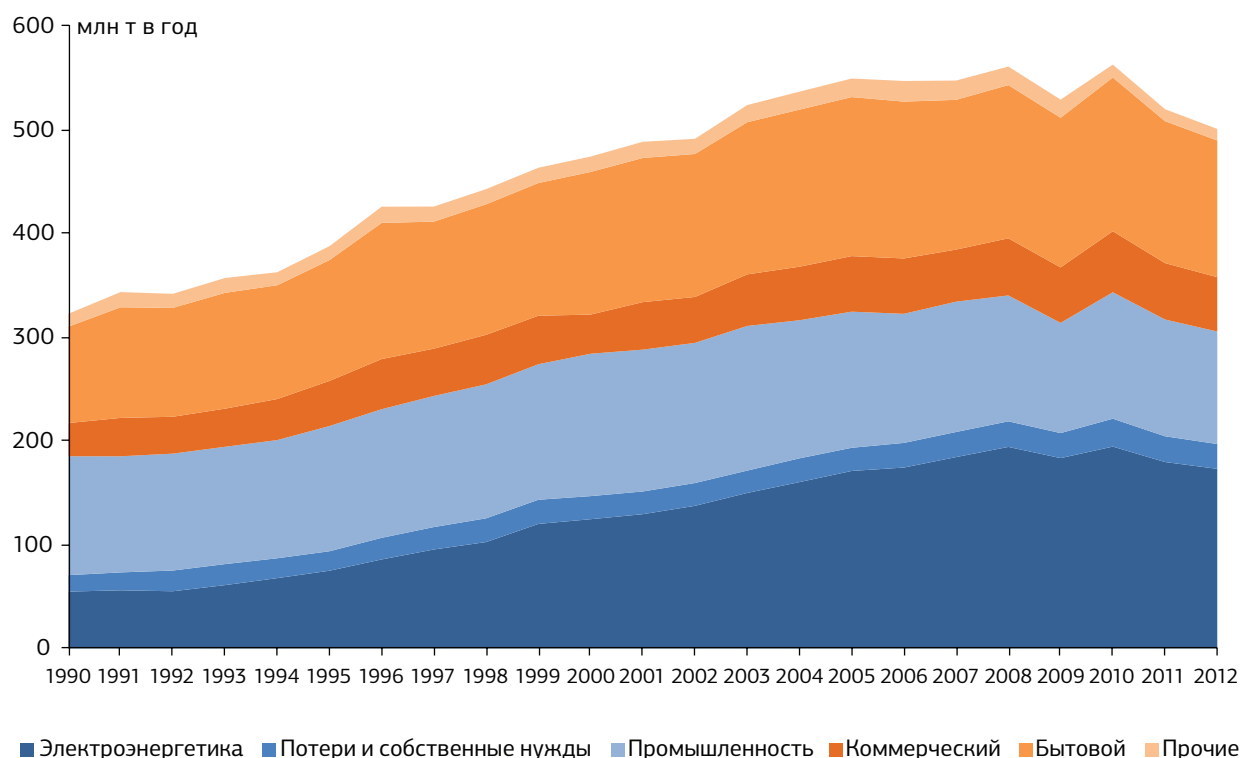


Источник: IEA 2011, Cedigaz, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

ЕВРОПЕЙСКИЙ РЫНОК

Согласно рис. 8, Европа была единственным рынком, на котором в 2011 году происходило падение спроса на газ, не исправил ситуацию и прошлый год: по предварительным оценкам, европейский спрос на газ в 2012 году упал еще на 3,6 %. Причем коллапс произошел во всех секторах потребления газа (рис. 14).

Рис. 14. Динамика потребления газа в Европе по основным секторам промышленности



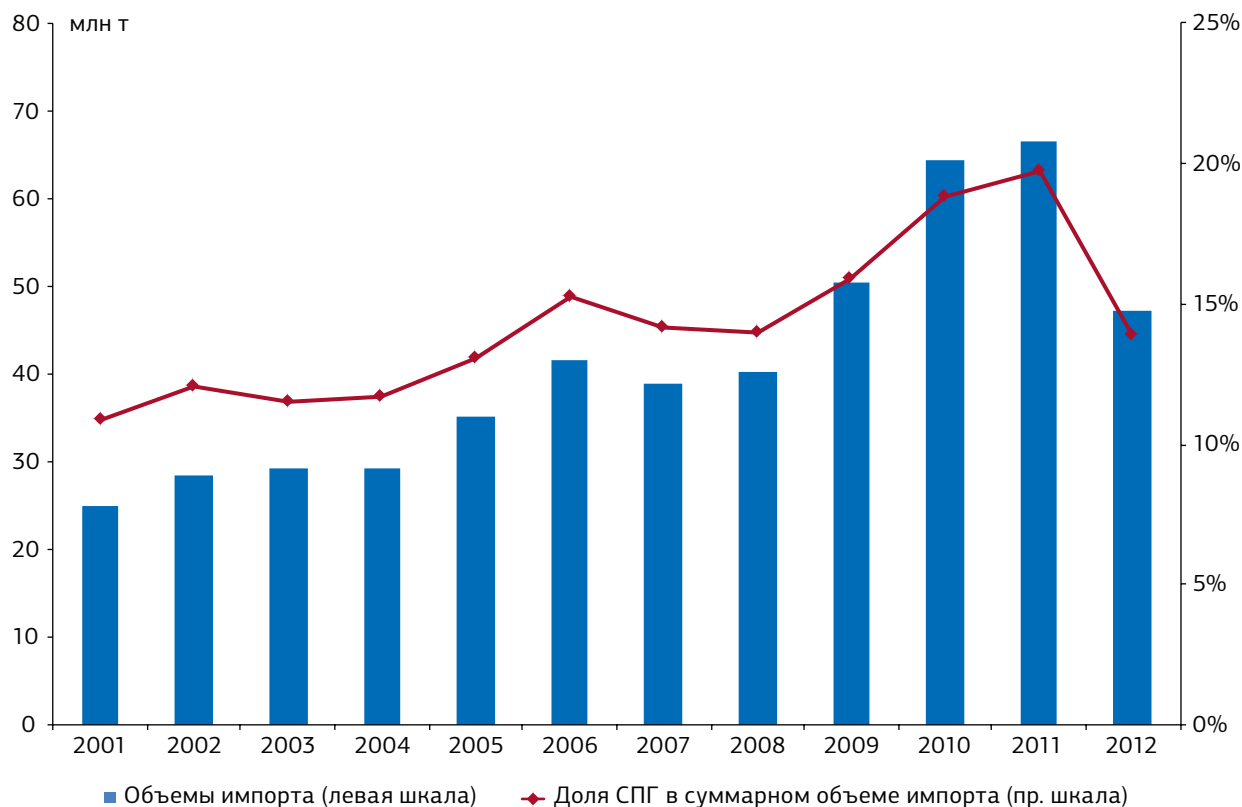
Источник: IEA 2012, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Общее падение спроса на газ сказалось и на снижении его импорта. Однако в случае СПГ объем его поставок в Европу в 2012 году упал еще более значительно - на 27%. Это объясняется, прежде всего, переориентацией глобальных потоков СПГ на Тихоокеанский рынок в силу растущего дифференциала между азиатскими и европейскими ценами.

Если не принимать в расчет прошлый год, можно отметить важную для европейского рынка тенденцию - рост доли СПГ в импортных поставках газа, которая за послед-

ние 10 лет удвоилась и достигла 20 % (рис 15). В условиях стагнации, а в последние годы даже падения европейского спроса на газ получается, что СПГ оттягивает на себя часть потребителей, которые до этого традиционно снабжались трубопроводным газом, в том числе и российским.

Рис. 15. Поставки СПГ в Европу: объемы и доля в импорте



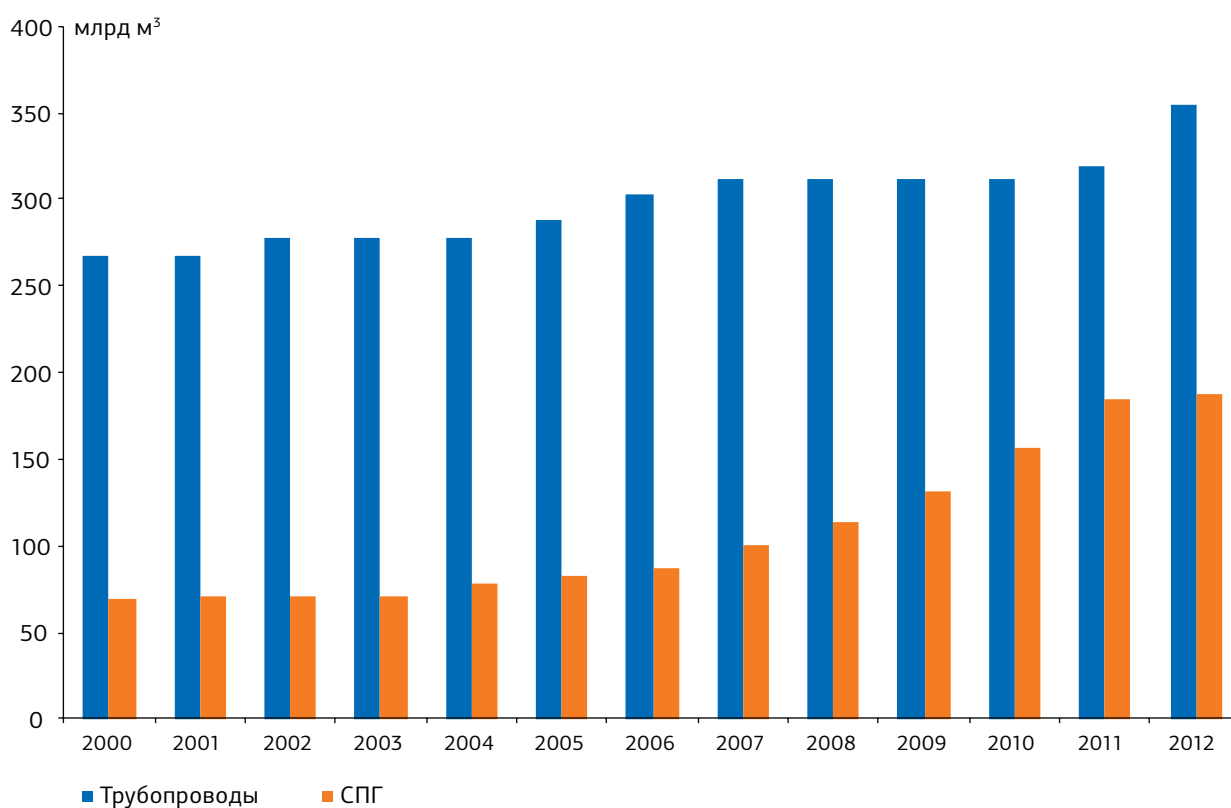
Источник: BP Statistical Review 2012, Eurostat database, GIIGNL 2013,

При этом Европа последовательно продолжает создавать значительный профицит импортных мощностей, как трубопроводных, как и СПГ, причем мощности последних растут опережающими темпами. На сегодня регазификационные мощности в Европе уже достигли половины трубопроводных мощностей по импорту газа, к концу 2012 года составив 140 млн т (рис 16).

Во многих случаях СПГ выигрывает в ценовой конкуренции, а с увеличением объемов спотового СПГ, растут поставки на краткосрочной основе, позволяющие потребителям гибко реагировать на изменение соотношения спроса и предложения.

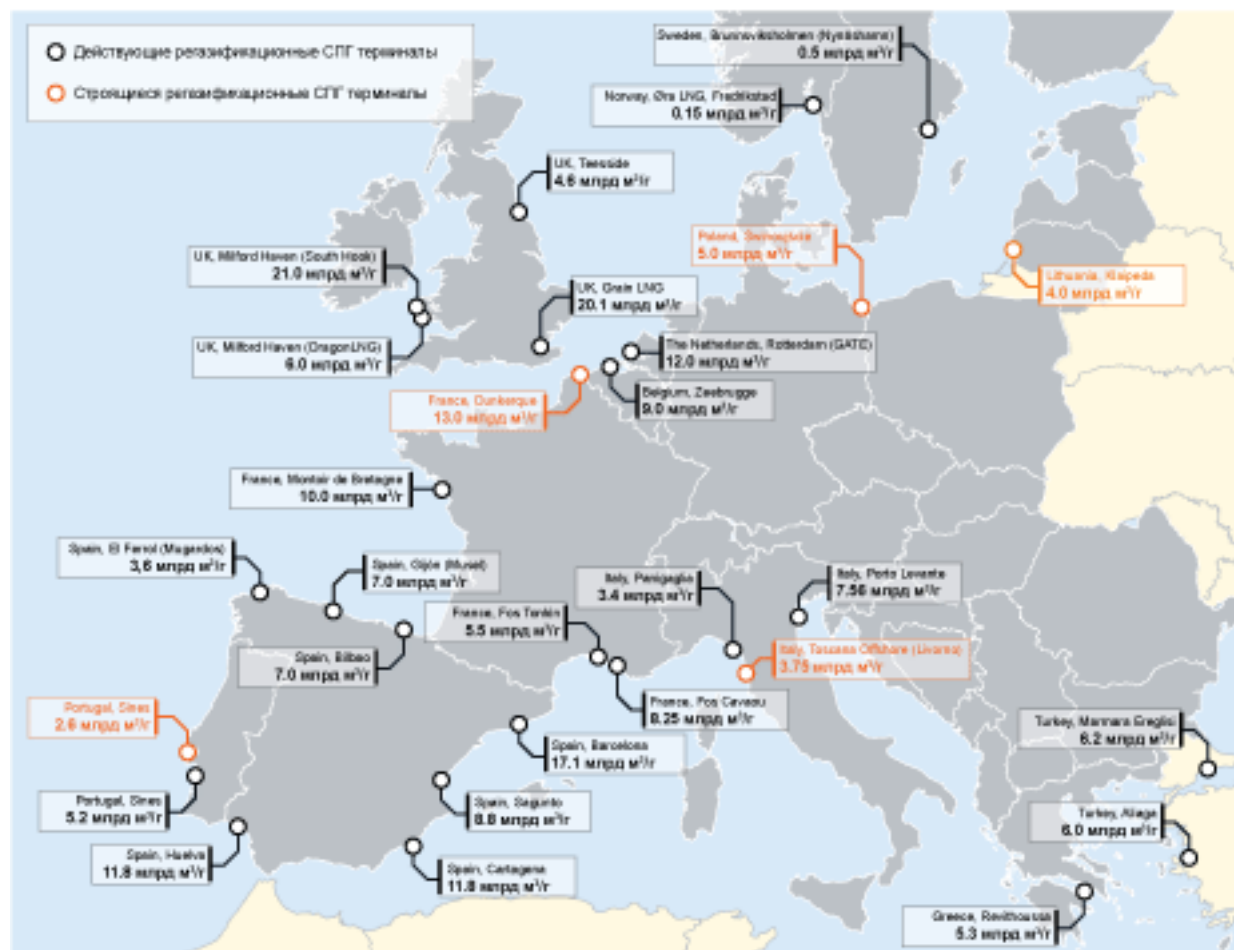
Средний уровень утилизации регазификационных терминалов в ЕС -27 в 2012 году составил всего 33% (против 45% в 2011 году) Несмотря на то, что этот уровень является одним из самых низких в мире (для сравнения загрузка терминалов в Китае составляет почти 70%, в Индии - близка к 100%), каждая прибрежная европейская страна стремится иметь хотя бы по одному приемному терминалу (рис 17).

Рис. 16. Динамика импортных мощностей трубопроводного газа и СПГ



Источник: GIIGNL 2013, Cedigaz, Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Рис. 17. Существующие и строящиеся европейские приемные терминалы



Источник: GLE – LNG map, май 2012, GIIGNL 2013

В частности, **Нидерланды** осенью 2011 года запустили первый регазификационный терминал Gate в районе Роттердама начальной мощностью 12 млрд м³ / год, который может быть расширен до 16 млрд м³ / год.

Великобритания стала в последние годы важнейшим потребителем, частично переключив на себя СПГ, оказавшийся невостребованным в Северной Америке. Так, Катар теперь использует регазификационный терминал South Hook (расширение мощностей которого до 21 млрд м³ в год было завершено весной 2010 года) как основную базу для сбыта СПГ со своих новых заводов. В начале 2011 года Centrica подписала новое трехлетнее соглашение с Qatargas о поставках 2,4 млн т в год на терминал Isle of Grain (третья очередь терминала была введена в декабре 2010 года), а в марте 2013 г. она подписала 20-ти летний контракт с американской Cheniere Energy на поставку 1,75 млн т СПГ в год.

В Италии действует два терминала: Panigaglia, расширение мощностей которого с 3,4 до 8 млрд м³. Министерство экологии одобрило в сентябре 2010 года и Porto Levante мощностью 7,56 млрд м³, запущенный в 2009 году, регазификационные мощности которого принадлежат Катару. Строящийся плавучий приемный регазификационный терминал в Livorno мощностью 3,75 млрд м³ должен был быть введен в строй еще в прошлом году.

Во Франции оператор терминалов Montoir и Fos Cavaou компания Elengy в 2012 году предложила своим клиентам новую услугу – перегрузку СПГ. Несмотря на текущие небольшие объемы ее использования, этот вид деятельности имеет большой потенциал для развития, поскольку обеспечивает поставщикам и потребителям СПГ большую гибкость. Помимо Франции с 2011 года такая услуга развивается на нескольких терминах в Испании (Huelva, Cartagena и El Ferrol), а также в Бельгии (Zeebrugge) и Португалии (Sines). Причем несмотря на снижение общих объемов импорта, происходит рост объемов перегрузки. За 2012 год объем перегружаемого СПГ вырос в 3 раза и составил 3,6 млрд м³, что сопоставимо с 70% производственных мощностей СПГ завода Белоснежка (Норвегия).

Год назад (в мае 2012 года) началось строительство терминала Dunkirk на севере Франции - одного из крупнейших приемных терминалов в континентальной Европе, проектная мощность которого составит 13 млрд м³. Запуск терминала намечен на 2015 год.

В Португалии компания REN Atlantico, оператор терминала Sines, сейчас занимается расширением его мощностей с 5,2 до 7,8 млрд м³.

В Испании ведется расширение мощностей по хранению СПГ на терминалах Sagunto и Bilbao. В 2012 году было закончено строительство приемного терминала Musel, однако в связи с наличием избыточных приемных мощностей в стране проект был законсервирован.

В Польше ведется строительство первого в стране терминала Swinoujscie мощностью 5 млрд м³ (с возможностью дальнейшего расширения до 7 млрд м³), запуск которого намечен на вторую половину 2014. У Польши уже подписан контракт с Катаром на поставку СПГ на этот терминал.

К диверсификации импорта природного газа посредством поставок СПГ стремятся и другие страны Балтии.

В Литве компания Klaipėdos Nafta намерена арендовать плавучий приемный регазификационный терминал мощностью 2,2 млн т в год, для строительства которого компания Hoegh LNG уже привлекла финансирование. FSRU должен быть поставлен в начале 2014 года, коммерческие операции запланировано начать осенью того же года.

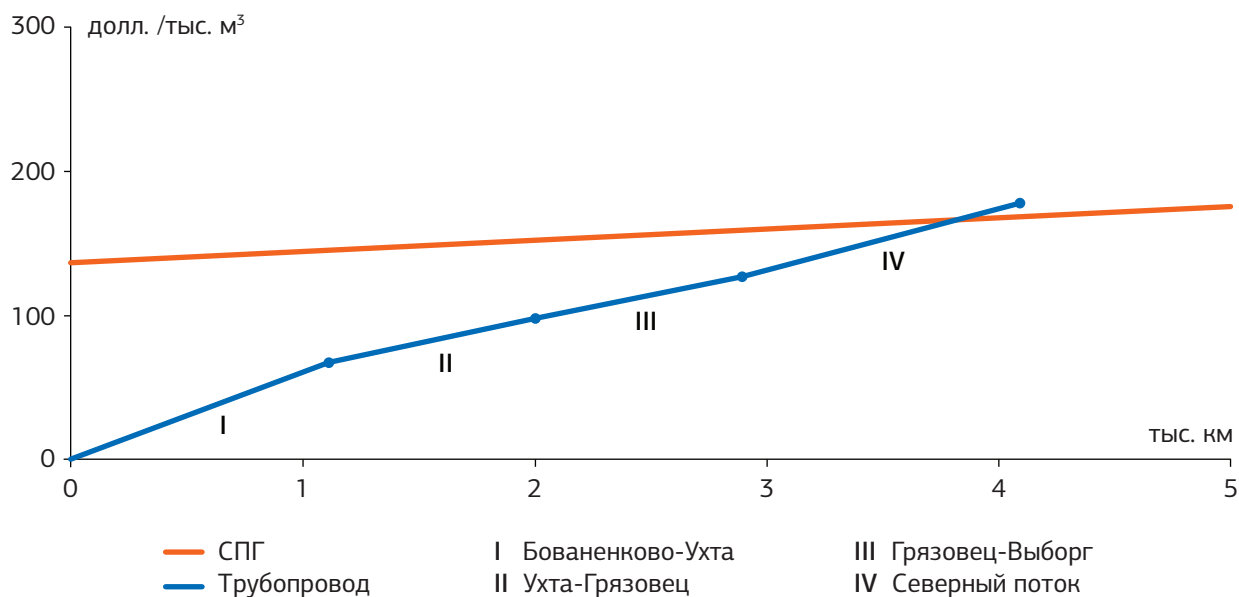
Финляндия и Эстония на рассмотрение Европейской комиссии предложили три проекта строительства СПГ-терминала на берегах Балтийского моря: в Палдиски и Мууге в Эстонии и Инкоо в Финляндии. Дело в том, что страны не смогли договориться о едином проекте СПГ-терминала, поэтому вынесли это решение на суд Еврокомиссии. Если решение будет принято до конца июня с.г., проект сможет получить поддержку из текущего раунда финансирования ЕС.

Различные варианты и проекты строительства СПГ-терминала обсуждаются и **в Латвии**, в том числе в Рижском торговом порту.

Анализ затрат на транспортировку газа в виде СПГ и по трубопроводам позволяет определить граничные значения конкурентоспособности трубопроводных и СПГ проектов между собой. На примере российских проектов по транспортировке ямальского газа получается, что уже при расстоянии транспортировки по газопроводу высокого давления порядка 4000 км, СПГ оказывается более привлекательным (Рис. 18).

В целом же для газопроводов меньшего диаметра или морских труб расстояние, при котором транспортировка СПГ танкерами выглядит более привлекательно, сокращается до 2000-2500 км. В этой связи внутри самой Европы СПГ становится конкурентоспособной альтернативой трубопроводным поставкам газа.

Рис. 18. Удельные транспортные расходы при транспортировке ямальского газа



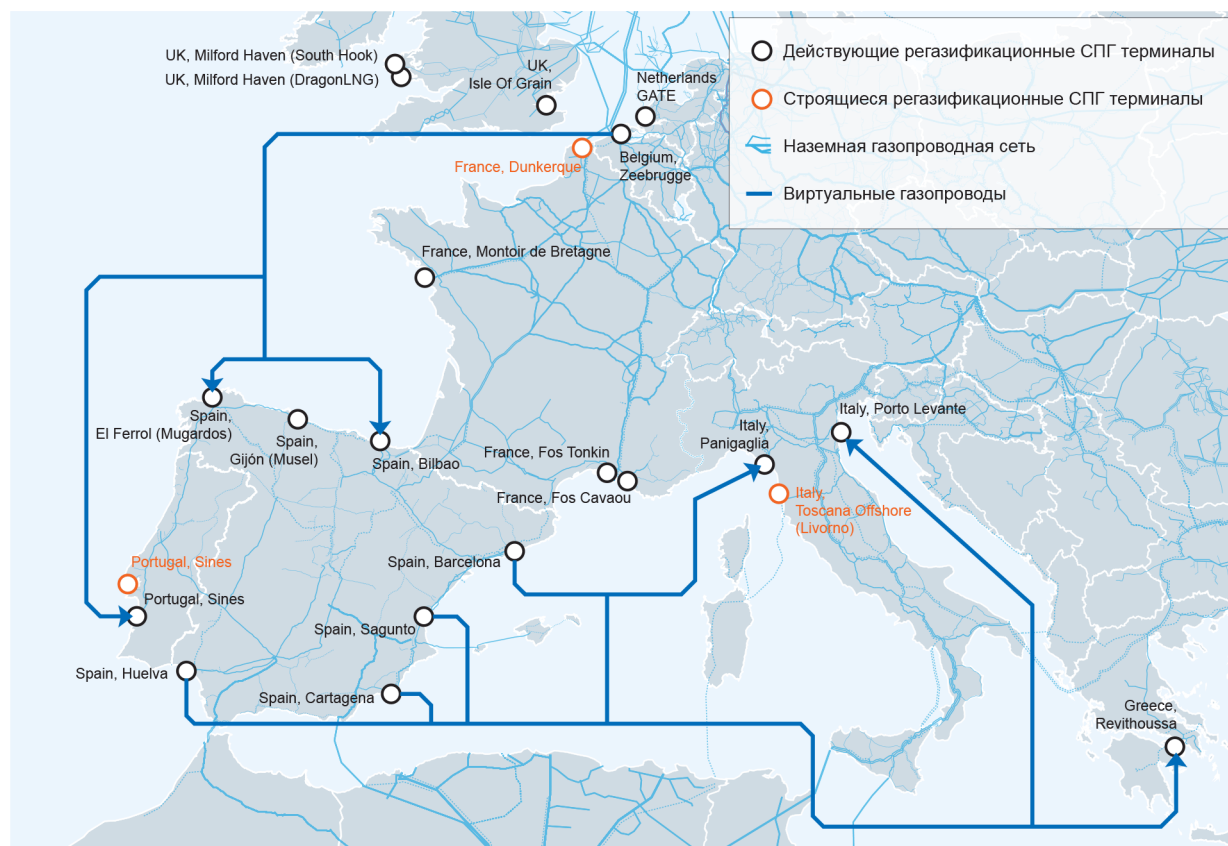
Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

В 2012 году в регионе были организованы поставки СПГ (перегрузка): из Бельгии во Францию и Испанию, из Испании в Италию и Грецию (см. рис. 19). Развитие операций по перегрузке в Европе является положительным трендом для российских арктических СПГ проектов. Очевидно, что гонять танкеры ледового класса в Южную Европу экономически нецелесообразно, необходимо будет перегружать СПГ, например, в Великобритании или Франции.

На руку российским поставщикам СПГ сыграет и действующее в Европе обязательное требование доступа третьих сторон к приемным терминалам

На руку российским поставщикам СПГ сыграет и действующее в Европе обязательное требование доступа третьих сторон к приемным терминалам. Т.е. то положение 3-его энергетического пакета, которое мешает нам в случае поставок нашего трубопроводного газа (имеющиеся проблемы с загрузкой Северного потока (сегодня это 30% пропускной способности) в связи с требованием по резервированию до 50% мощности европейских наземных трубопроводов OPAL и NEL для третьих сторон), упростит доступ нашего газа в Европу в виде СПГ.

Рис. 19. Трубопроводная логистика и поставки СПГ внутри Европы в 2012 году



Источник: : Материалы конференции Flame 2013

Что касается среднесрочных перспектив, по прогнозам МЭА, в странах Европы ОЭСР к 2017 году спрос на газ не достигнет уровня 2010 года, что в ближайшие годы усилит конкуренцию не только между основными поставщиками газа на рынок, но и обострит противостояние СПГ-поставок и трубопроводного газа. А как известно, последний, особенно если речь идет о российском, не находит поддержки в Европе ни по экономическим, ни по политическим причинам. По нашим оценкам, объемы трубопроводных поставок российского газа по действующим долгосрочным контрактам вряд ли превысят 140 млрд м³, что соответствует нижней границе уровня take-or-pay⁵. За появляющуюся после 2017 года рыночную нишу может и должен конкурировать российский СПГ.

⁵ Подробнее см. исследование Энергетического центра «Европейский газовый рынок: мечты не всегда сбываются», июнь 2012 - <http://energy.skolkovo.ru/products/106/>

Ужесточение экологических требований в Балтийском и Северном морях приведет к росту использования СПГ в качестве бункеровочного топлива

Еще одной интересной тенденцией, которая может повлиять не только на СПГ рынок, но и весь рынок бункеровочного топлива, является ужесточение экологических требований в зонах особого контроля вредных выбросов (ЕСА). В связи с этими требованиями с 2015 года в Балтийском и Северном морях будет разрешено использование судового топлива с содержанием серы не более 0,1% (сейчас это ограничение составляет 1%)⁶, что приведет к росту использования СПГ в качестве бункерного топлива в Балтийском регионе. Так, по оценкам Российского морского регистра судоходства, к 2020 году СПГ может получить до 20% рынка бункеровочного топлива⁷.

В связи с этим крупнейшая российская судоходная компания «Совкомфлот» уже ведет переговоры с рядом верфей по разработке судов, работающих на СПГ. Экономика использования СПГ во многом будет зависеть от ценовой политики его продавцов. Текущие цены на СПГ в Европе не превышают 450–500 долл./т, но в случае использования этого газа в качестве бункерного топлива, цена будет выше из-за дополнительных расходов, связанных с перевалкой и хранением. По оценкам «Совкомфлота», если стоимость СПГ будет сравнима со стоимостью мазута — порядка 650/т, то возврат инвестиций в установку дополнительного СПГ-оборудования на суда класса Aframax возможен в течение 3–5 лет; если она будет выше, то срок окупаемости судов увеличится и может превысить 15 лет, а это как раз максимальный возраст танкеров, которые принимаются основными нефтяными компаниями к перевозке нефти и нефтепродуктов.

«Газпром» до конца года планирует закончить обоснование инвестиций в проект строительства СПГ-терминала на берегу Финского залива, газ с которого будет использоваться как бункеровочное топливо в балтийском регионе. Предполагается, что стоимость СПГ для судовладельцев будет находиться в диапазоне между ценами на мазут и морской газойль.

О планах строительства подобных заводов заявлено и в Европейских странах, в том числе в Германии, у которой пока нет мощностей по приемке СПГ.

⁶ С 2020 года для всех портов Евросоюза начнет действовать ограничение с планкой 0,5% (сейчас — 1,5%). Предполагается, что с 2025 года лимит 0,5% установят для всего мира.

⁷ <http://portnews.ru/opinions/1029/>

ГЛОБАЛЬНЫЙ СПРОС НА СПГ

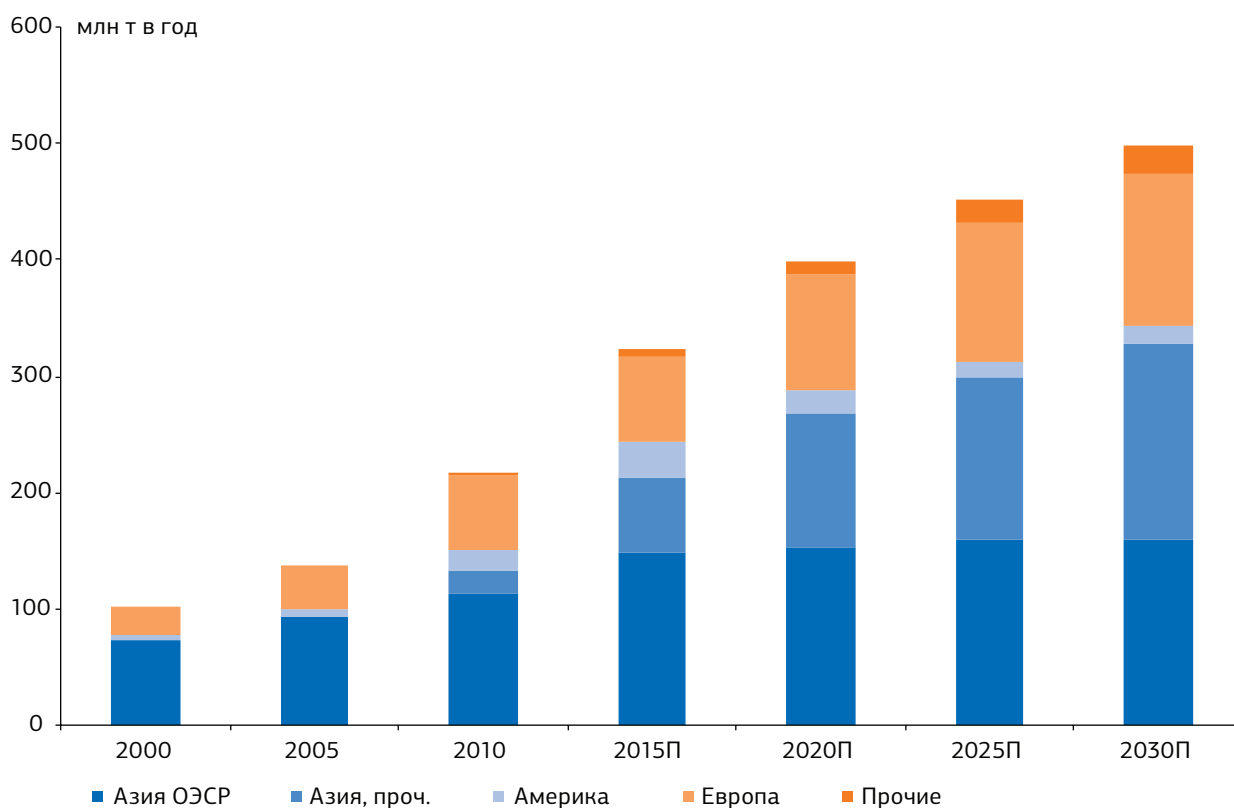
Если говорить о глобальных перспективах спроса на СПГ, то, по оценкам Ernst & Young, ожидается, что к 2030 году он вырастет более чем вдвое и достигнет порядка 500 млн т в год (рис 20).

Спрос на СПГ в Европе возрастет почти в 3 раза: с нынешних 47 млн т до 130 млн т в год. Развитые страны Азии (прежде всего Япония и Южная Корея) в этот период ожидаемо увеличат свои потребности в СПГ на 40%. Лидером роста станет относительно новый игрок на рынке СПГ – Юго-Восточная Азия - Китай, Индия, Пакистан, Вьетнам, Индонезия, Малайзия, Таиланд. Их потребности в СПГ к 2030 года вырастут в 8 раз.

К 2030 году спрос на СПГ в мире удвоится

Сегодня в мире в 26 странах имеются регазификационные мощности, еще в пяти они в настоящее время сооружаются. Порядка 30 стран заявляют о намерениях такие мощности построить. Если все заявленные к сооружению терминалы будут построены, то к 2020 году к текущим 668 млн т регазификационным мощностям добавится еще порядка 250 млн т.

Рис. 20. Динамика и прогноз торговли СПГ в мире

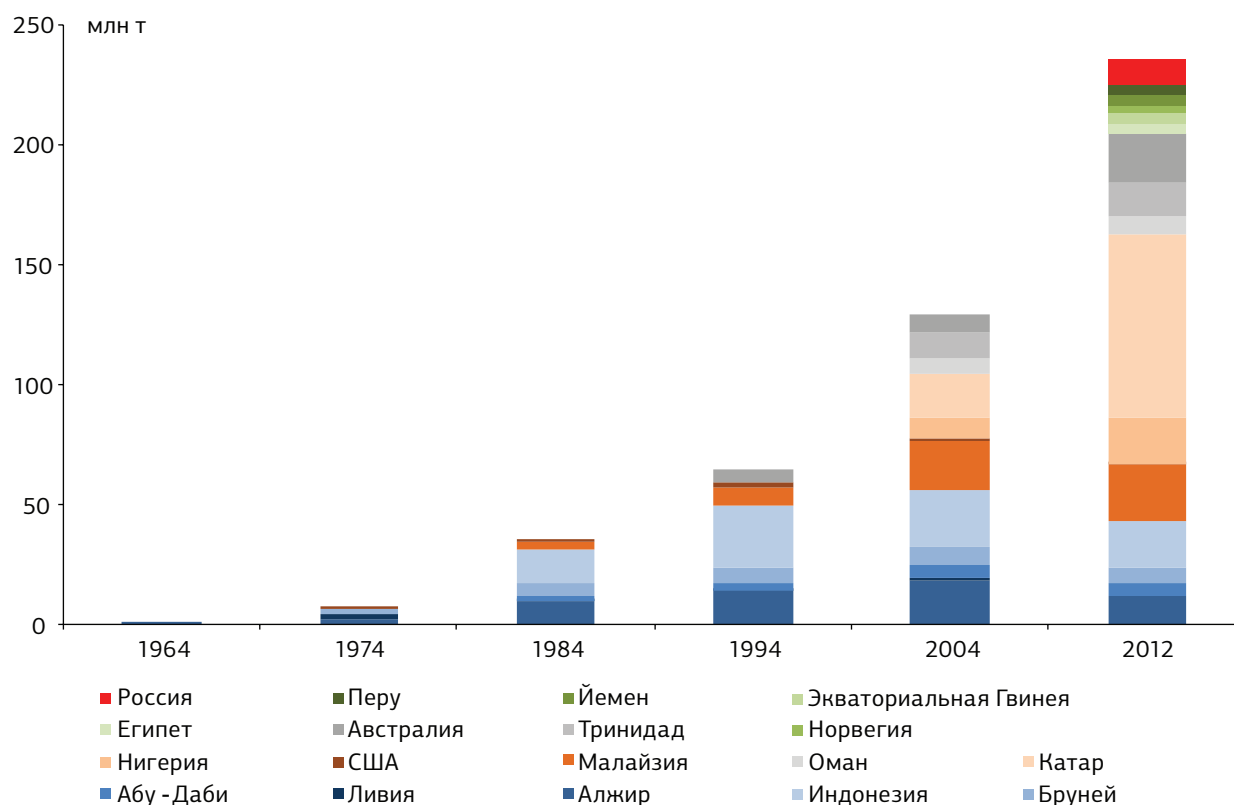


Источник: Ernst & Young 2013

ПРЕДЛОЖЕНИЕ СПГ

Глобальный рынок СПГ фактически развивается по экспоненте (рис 21): за последние 30 лет каждые 10 лет фактически происходило удвоение объемов его производства. Рост предложения СПГ в мире в период с 2004 по 2012 гг. составил 1,8 раз (со 130 млн т до 235 млн т). Менее быстрыми темпами увеличивается число экспортирующих СПГ стран, хотя за последнюю десятилетку их число возросло с 12 до 18. Новичками стали Египет, Экваториальная Гвинея, Норвегия, Йемен, Перу и Россия, примкнувшая к этому списку в 2009 году.

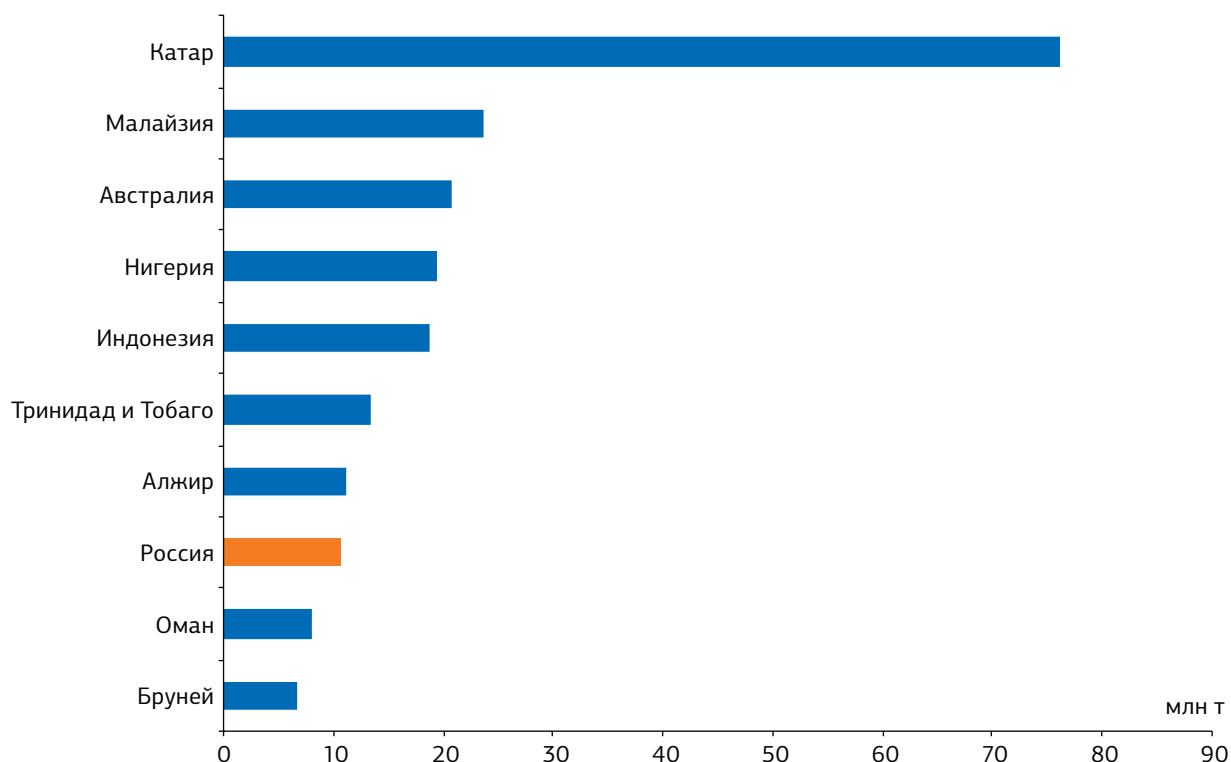
Рис. 21. Развитие экспорта СПГ



Источник: Nexant 2007, GIIGNL 2013

По данным 2012 года, наша страна заняла 8 место по объему поставок СПГ с 4,5%-ной долей в мировой торговле (рис 22).

Рис. 22. Десять крупнейших экспортеров СПГ в 2011 году, млн т



Источник: GIIGNL 2013

Крупнейшим экспортером СПГ на сегодня является Катар, на долю которого приходится 32% рынка. Решение Катара об активном участии в секторе СПГ обеспечило ему этот статус через восемь лет с начала добычи газа в стране в 1997 году. Однако в настоящее время страна не рассматривает варианты дальнейшего наращивания мощностей по производству СПГ - в 2005 году в Катаре был введен мораторий на расширение добычи на Северном месторождении, доказанные запасы которого составляют около 28 трлн м³.

Несмотря на то, что формально он действует до 2014 года, есть основания полагать, что срок его действия будет продлен, как это уже случалось: изначально мораторий был установлен до 2010 года, однако в 2009 году было решено продлить его действие еще на 5 лет.

По мере истощения ресурсной базы утрачивают свои позиции традиционные экспортеры СПГ: Алжир и Индонезия, причем последняя в прошлой году начала импорт СПГ, став 26-ой страной обладающей регазификационными мощностями.

Противоположные тенденции наблюдаются в Австралии, Восточной Африке и Северной Америке. Именно в этих регионах имеется наибольшее число предлагаемых проектов поставок СПГ, окончательное решение об инвестировании по которым принимается либо ещё не принято.

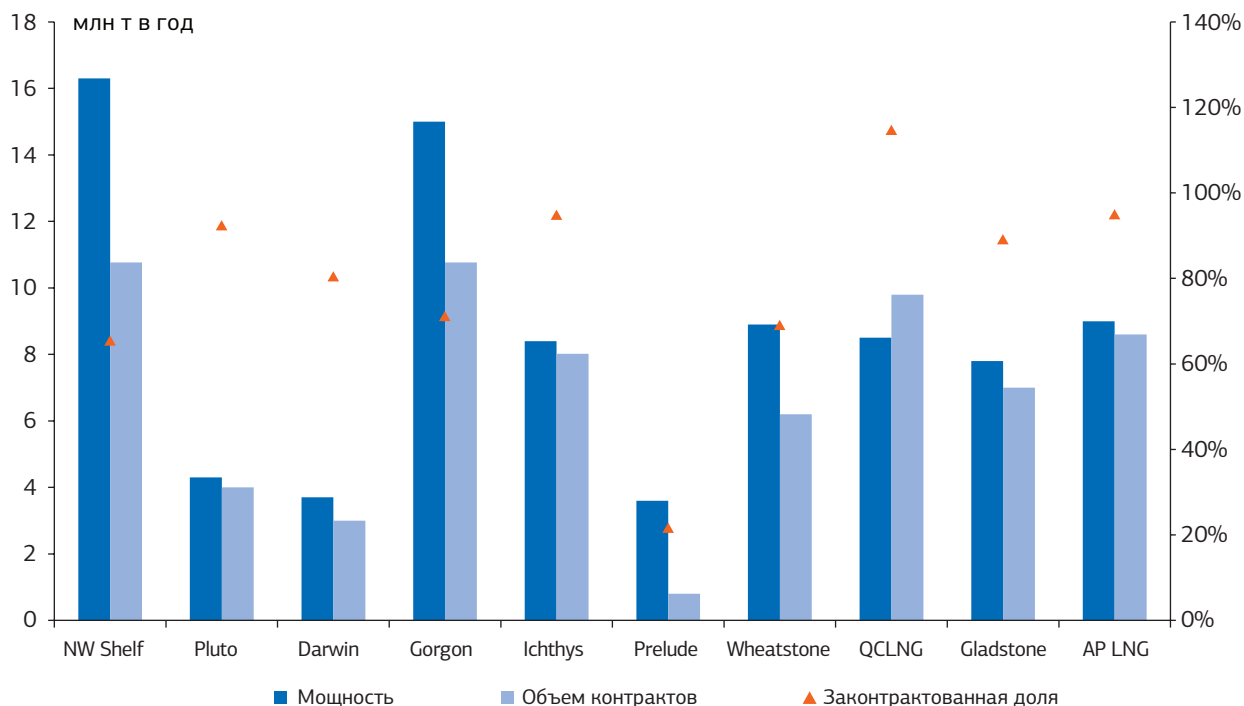
АВСТРАЛИЯ

В настоящее время в Австралии действуют три проекта СПГ общей мощностью 24 млн т в год; экспортные объёмы газа в 2012 году выдвинули страну на третье место в мире по продажам СПГ. Семь новых строящихся проектов к концу текущего десятилетия увеличат производственные мощности отрасли до порядка 80 млн т в год (еще 3 проекта мощностью 10 млн т заявлено). Если Катар оставит в силе мораторий на новые разработки, то Австралия выйдет на первое место по производству СПГ в мире.

Однако за оптимистическими прогнозами скрывается ряд проблем, возникших перед отраслью СПГ в Австралии, особенно с учетом намечающейся конкуренции со стороны новых экспортеров СПГ из Северной Америки и Восточной Африки. Австралия озабочена тем, что в отрасли усиливаются тенденции отставания от графика работ и увеличения стоимости проектов, что видно на примере завода Pluto, который был запущен с отставанием на год и перерасходом на 33% от первоначального бюджета. Эти тенденции с учетом сложных геологических и географических условий делают австралийский СПГ наиболее дорогостоящим на рынке (см. рис 26 и 27).

Несмотря на это, строящиеся проекты уже имеют подписанные контракты на поставку в основном с азиатскими покупателями: в среднем уровень контрактации достигает 70% (рис. 23). Кроме того, ряд азиатских потребителей имеют долевое участие в проектах, что гарантирует им рынок сбыта.

Рис. 23. Уровень контрактации австралийского СПГ



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

ВОСТОЧНАЯ АФРИКА

Восточная Африка обладает огромным потенциалом для того, чтобы стать значимым игроком на мировом рынке природного газа. Ее запасы еще до конца не изучены, но недавно разведанные шельфовые месторождения продемонстрировали, что данный регион вполне может претендовать на звание газовой провинции мирового значения.

В Мозамбике обнаружили крупнейшие газовые запасы в регионе (около 3,4-4 трлн м³), следом идет Танзания (630 млрд м³). Бассейн Ровума в Мозамбике представляется наиболее богатым, и в настоящее время там проводятся, пожалуй, самые активные в мире работы по поиску традиционного газа. Некоторые компании считают перспективными глубоководные шельфы Кении, хотя разведочные работы еще не начались.

Огромный газовый потенциал Восточной Африки, тем не менее, сможет реализоваться только при условии, если

нефтегазовые компании, действующие в регионе, смогут развить всю необходимую инфраструктуру – возможно, совместными усилиями. Удаленность региона и недостаточное его развитие ставят перед ними серьезные технические задачи.

К тому же, развитие полноценной инфраструктуры по добыче и экспорту газа станет осуществимым только в том случае, если местные правительства смогут создать благоприятный инвестиционный климат – укрепят государственное управление и создадут стабильную и надежную нормативно-правовую базу. Фактически, от того, насколько быстро восточноафриканские страны смогут ввести ее в действие, будет зависеть, когда данный регион станет полноценным игроком на мировой газовой арене.

Поскольку создание всех вышеперечисленных благоприятных условий является нелегкой задачей и требует определенного времени, можно прогнозировать, что экспорт СПГ начнется не раньше начала следующего десятилетия и может достигнуть 8-11 млн т к 2025 году, а к 2030 году – около 18-22 млн т.

СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА

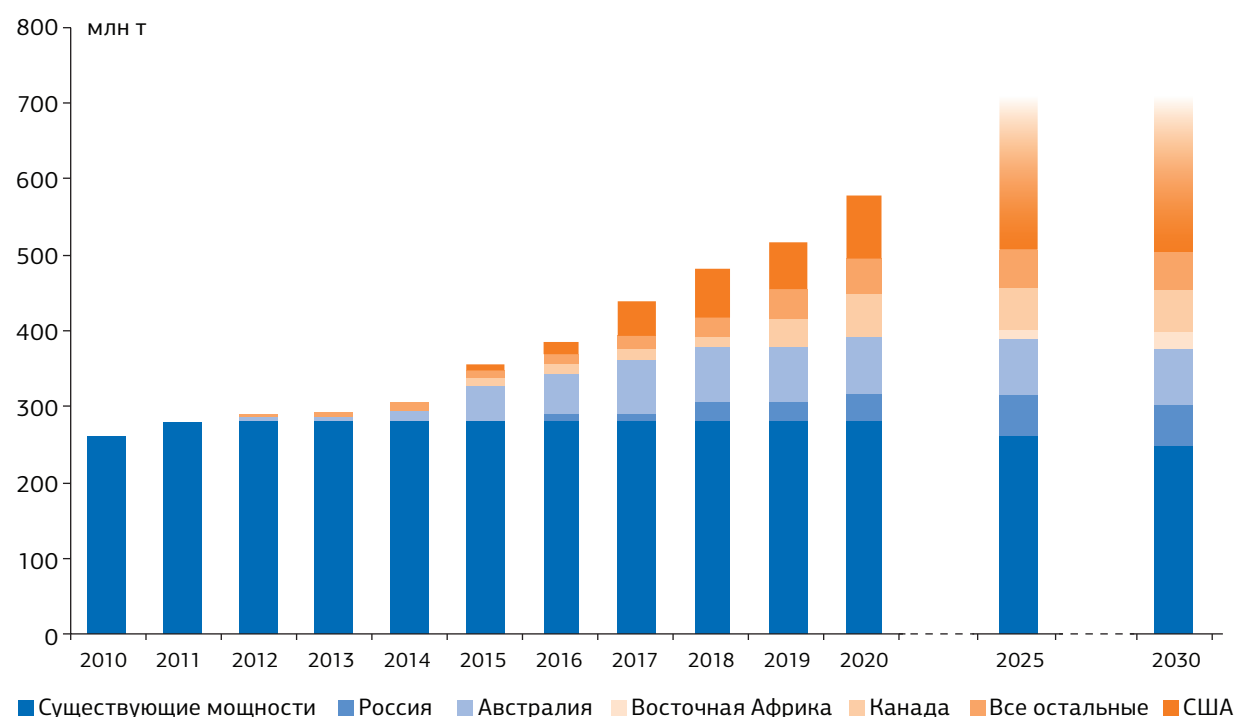
Наиболее амбициозные планы в области развития своей СПГ-индустрии озвучены Северной Америкой. На сегодняшний день в регионе к строительству заявлено 20 экспортных СПГ-терминалов суммарной мощностью около 270 млн т (220 – в США, еще 50 – в Канаде). Объем уже законтрактованного газа в рамках подписанных 20 соглашений составляет 60 млн т в год, из которых 44 млн т американского и 16 - канадского газа.

Одобренные к экспорту (как известно, в США для начала экспорта необходимо получить специальную экспортную лицензию) объемы североамериканского газа сегодня составляют 59 млн т в год (27 млн т – из США, 32 млн т – из Канады). Первое разрешение на экспорт СПГ в страны, не имеющие соглашений о свободной торговле с США, было выдано в мае 2011 года терминалу Sabine Pass, спустя два года (до принятия Администрацией США окончательного решения о начале или запрете на широкомасштабный

экспорт американского газа) Департаментом энергетики США было выдано разрешение терминалу Freeport LNG. Поставки североамериканского СПГ начнутся уже в 2015 году. Объемы одобренного к экспорту североамериканского СПГ составляют 25% сегодняшней мировой торговли СПГ. Если же все рассматриваемые сегодня проекты СПГ-терминалов будут реализованы и загружены на 100%, то предложение СПГ США и Канады превысит объемы нынешней мировой торговли. Поэтому логично будет предположить, что в США из заявленных 220 млн т мощностей рынком до 2030 года может быть востребовано только порядка 80-100 млн т, остальные мощности скорее являются спекулятивными.

Действительно, если сопоставить данные рисунков 20 и 24, отражающих прогноз спроса и предложения СПГ, получается, что избыток предложения СПГ на рынке может составить порядка 100 млн т⁸, что сопоставимо с гипотетическим производством СПГ со «спекулятивных» американских заводов. Если США удастся реализовать все свои проекты, «лишним» на рынке может оказаться СПГ других стран.

Рис. 24. Прогноз производственных мощностей СПГ



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО, Enerdata, IEA

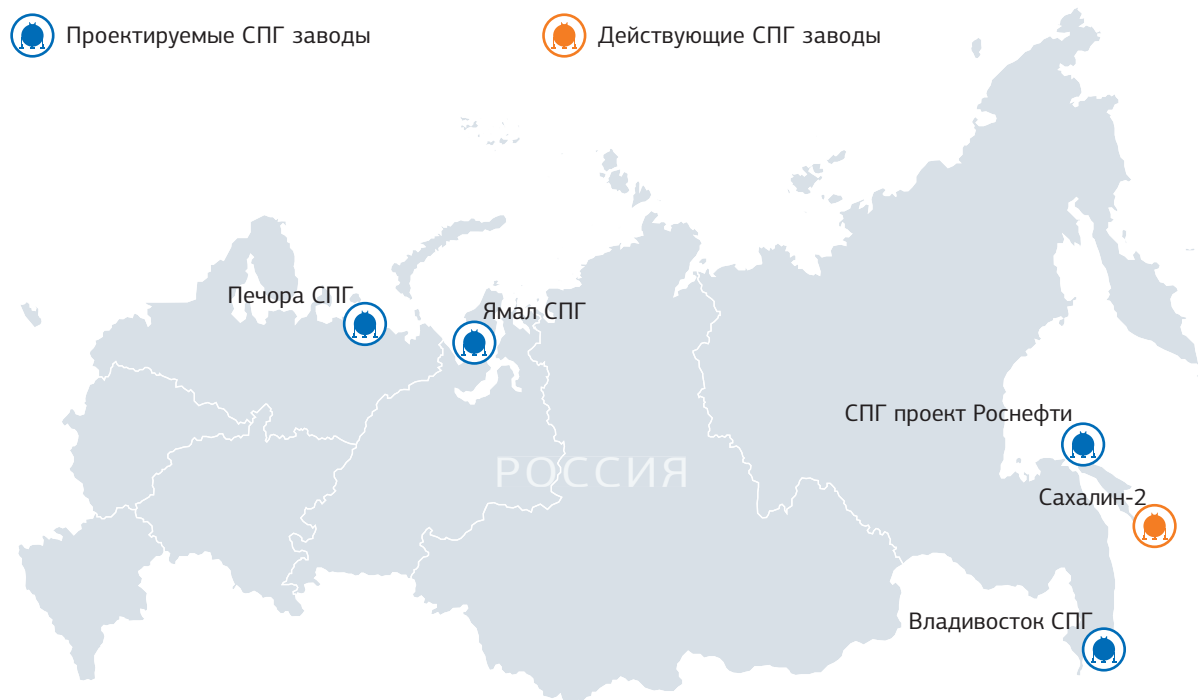
8 При уровне загрузки существующих (с учетом выбытия относительно 2012 года) и запланированных к строительству на тот момент производственных мощностей на уровне 86%

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РАЗВИЛКИ ДЛЯ РОССИИ

К 2020 году объем производственных мощностей СПГ в мире удвоится и, согласно прогнозам, составит порядка 580 млн т в год. Причем наибольший прирост вводимых мощностей запланирован на 2015 г. (+53 млн т в год) и 2017 г. (еще 53 млн т⁹). Основным выводом для потенциальных поставщиков СПГ станет понимание того, что сроки ввода в действие новых разработок, а также сроки переговоров, которые обеспечат контракты на поставку газа, будут иметь большое значение. Любые проекты, которые будут не в состоянии обеспечить источник спроса на период с 2016 по 2020 гг. на какой-то промежуток времени могут оказаться за пределами рынка.

Если же верить заявленным планам российских компаний (рис 25), основной ввод отечественных мощностей по производству СПГ состоится годом позже. В 2018 году должны стартовать Печора СПГ (2,6 млн т, Владивосток СПГ (5 млн т), совместный проект Роснефти и Exxon Mobil на Дальнем Востоке (5 млн т). В этой связи наиболее выигрышным выглядит проекта Ямал СПГ, старт которого намечен на конец 2016 года с мощностью 5,5 млн т (в 2018 году она может возрасти до 10 млн т в год).

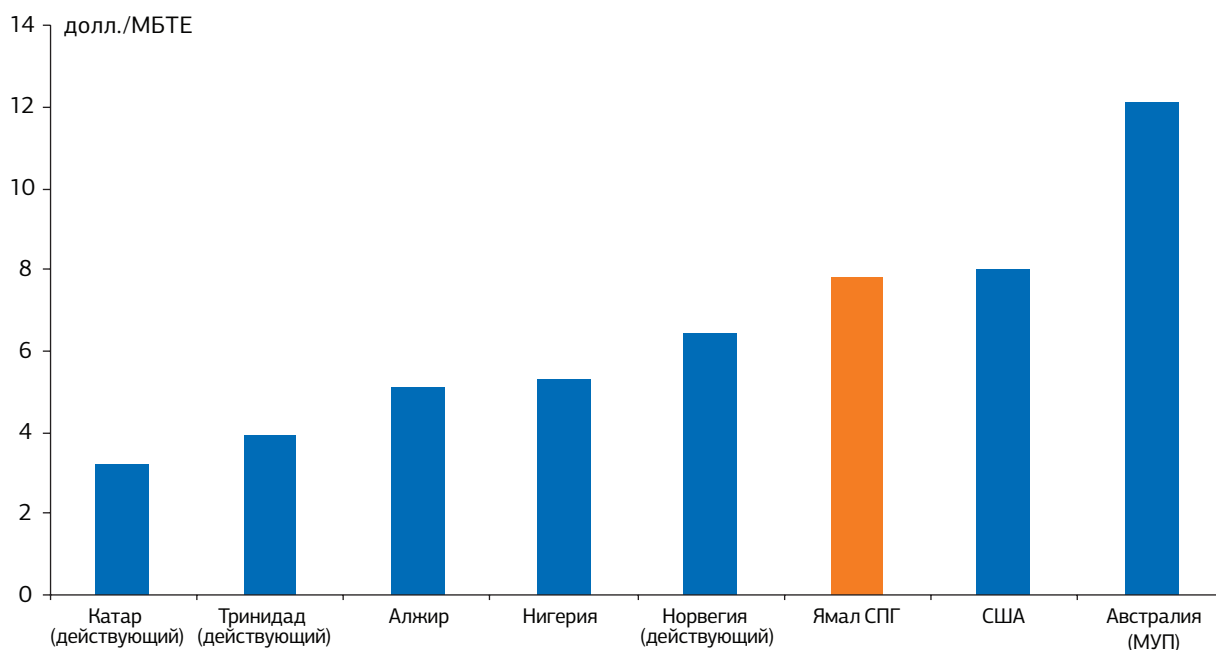
Рис. 25. Проекты по производству СПГ в России



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

И если, согласно рисунку 26, стоимость ямальского газа в Японии составит порядка 10 долл./МБТЕ (что позволит проекту получать маржу даже при самом неблагоприятном ценовой сценарии в АТР на уровне 12 долл./МБТЕ), то проект Владивосток СПГ не спасает даже небольшое транспортное плечо до целевого рынка. Стоимость этого газа в Японии сопоставима со стоимостью шельфового газа Австралии, который, в отличие от российского газа уже почти полностью законтрактован. Очевидно, что стоимость СПГ проекта Владивосток СПГ из-за значительной удаленности ресурсной базы от завода будет верхней планкой для восточных СПГ проектов России.

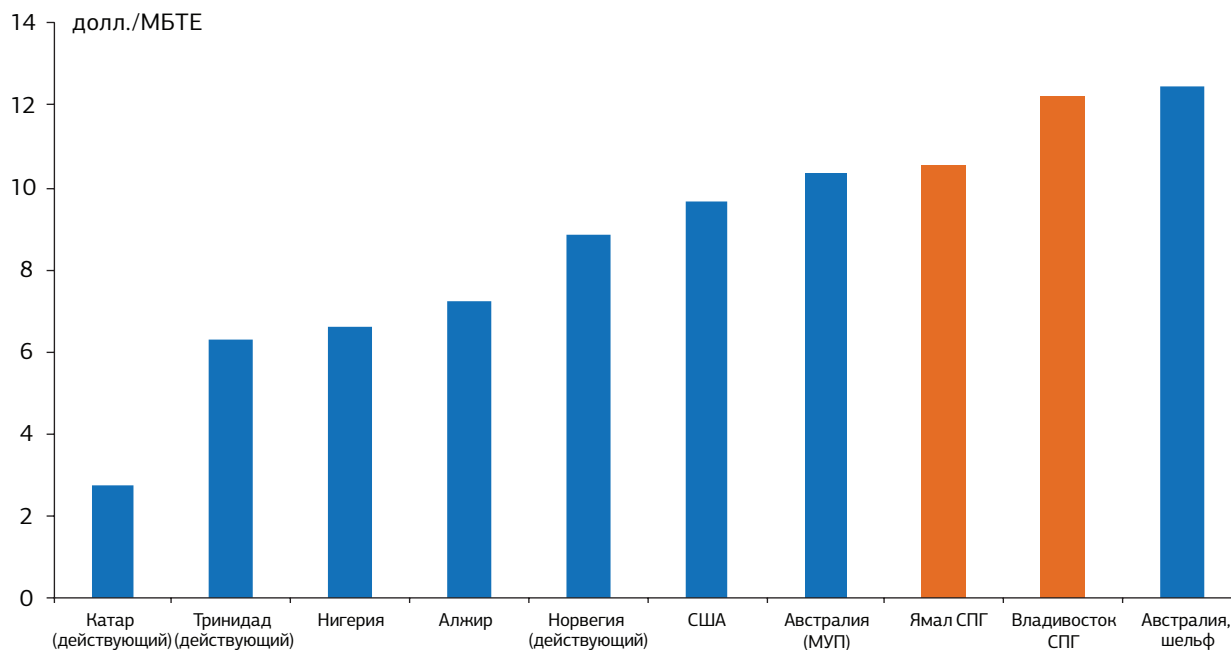
Рис. 26. Стоимость поставок СПГ на европейском рынке в 2020 году



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Что касается европейского рынка, то Россия сможет поставлять на него порядка 2,8 млн т СПГ в год в 2017 году - это всего 3,5% потребностей региона в этом виде газа или 3% от общего объема российского экспорта в Европу, до 12 млн т в 2020 году - 12% и 10% соответственно. Поставку таких объемов вряд ли можно назвать конкуренцией с трубопроводным газом «Газпрома». Причем российский СПГ в отличие от «нового» трубопроводного газа по цене сможет составить конкуренцию американскому газу.

Рис. 27. Стоимость поставок СПГ в АТР в 2020 году



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

При благоприятном стечении обстоятельств, подразумевающим введение большинства рассматриваемых на сегодня российских заводов СПГ до 2020 года, доля России на рынке СПГ в 2020 году может составить максимальные 6 %. Если же завод СПГ «Сахалина-2» к тому времени останется единственным действующим в РФ заводом – она снизится до 2%. Фактически это будет означать, что Россия рискует практически полностью отдать этот рынок нашим конкурентам.

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер и являются исключительно частным суждением авторов документа и не могут рассматриваться как предложение или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «СКОЛКОВО Менеджмент» и его работники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник - Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО.

**Энергетический центр
Московской школы управления СКОЛКОВО**

Григорий ВЫГОНДиректор Энергетического центра
Кандидат экономических наук
energy@skolkovo.ru

СТРАТЕГИЯ И РАЗВИТИЕ БИЗНЕСА

Антон РУБЦОВРуководитель направления
Anton_Rubtsov@skolkovo.ru**Сергей ЕЖОВ**Главный экономист
Доктор экономических наук
Sergey_Ezhov@skolkovo.ru**Дарья КОЗЛОВА**Аналитик
Daria_Kozlova@skolkovo.ru

ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И УПРАВЛЕНИЕ ПОРТФЕЛЕМ

Сергей КЛУБКОВРуководитель направления
Sergey_Klubkov@skolkovo.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Мария БЕЛОВАСтарший аналитик
Кандидат экономических наук
Maria_Belova@skolkovo.ru

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Игорь РЯПИНСтарший аналитик
Igor_Ryapin@skolkovo.ru

<http://energy.skolkovo.ru>
тел.: +7 495 539 30 03
факс: +7 495 994 46 68143025, Россия, Московская
область, Одинцовский район,
Сколково, ул. Новая, 100

Энергетический центр СКОЛКОВО был открыт в Московской школе управления СКОЛКОВО в 2011 году. Миссией центра является создание профессиональной площадки для обсуждения вопросов, важных для всего топливно-энергетического комплекса России и для формирования сбалансированной государственной политики в этой сфере.

Основные направления деятельности: организация профессионального диалога между представителями бизнеса и власти для выработки единой позиции в сфере ТЭК, отраслевой консалтинг, проведение исследований и анализ актуальных проблем российской и мировой энергетики.

Эксперты центра обладают высокой квалификацией и репутацией, имеют значительный опыт работы в нефтегазовых компаниях, консалтинге, органах государственной власти.

Московская школа управления СКОЛКОВО — совместный проект представителей российского и международного бизнеса, объединивших усилия для создания с нуля бизнес-школы нового поколения. Делясь практическими знаниями, школа призвана воспитывать лидеров, рассчитывающих применять свои профессиональные знания в условиях быстрорастущих рынков. СКОЛКОВО отличают: лидерство и предпринимательство, фокус на быстроразвивающиеся рынки, инновационный подход к методам обучения.

Проект Московской школы управления СКОЛКОВО реализуется по принципу частно-государственного партнерства в рамках приоритетного национального проекта «Образование». Проект финансируется исключительно на средства частных инвесторов и не использует средства государственного бюджета. Председателем Международного Попечительского совета СКОЛКОВО является Председатель Правительства Российской Федерации Дмитрий Анатольевич Медведев.

Энергетический центр
Московской школы управления СКОЛКОВО

<http://energy.skolkovo.ru>

energy@skolkovo.ru

тел.: +7 495 539 30 03

факс: +7 495 994 46 68

143025, Россия, Московская область,
Одинцовский район, Сколково, ул. Новая, 100

