



**ENERPO  
RESEARCH  
CENTER**

**Ирина Миронова**

# **ГАЗОВЫЕ РЫНКИ СТРАН ВОСТОЧНОЙ АЗИИ**

**Санкт-Петербург 2016**

---

# АВТОР

**Миронова Ирина Юрьевна** – научный сотрудник Исследовательского центра ЭНЕРПО, главный редактор журнала ЭНЕРПО, старший преподаватель международной программы ЭНЕРПО Европейского Университета в Санкт-Петербурге, инженер-исследователь и аспирант Института энергетических исследований РАН. В 2014 и 2016 гг. вела курс «Экономика и регулирование энергетического сектора» в Академии ОБСЕ в Бишкеке (Кыргызстан). В 2010-2012 гг. работала в редакции журнала Индекс Безопасности в качестве помощника, затем – заместителя главного редактора. В 2013 г. выполняла исследовательский проект «Обмен активами в энергетическом секторе» в Секретариате Энергетической Хартии (Брюссель, Бельгия). В течение осеннего семестра 2014 г. осуществляла поддержку курсов в рамках магистерской программы «Системные исследования энергетических рынков» на базовой кафедре ИНЭИ РАН и РГУНГ им. Губкина. Выпускница магистратуры университета Гронингена (Нидерланды) по программе «Новейшая история и международные отношения» (2010), выпускница бакалавриата факультета международных отношений Уральского государственного университета по направлению «Востоковедение» (2008).

## **Контакты**

191187 Санкт-Петербург, ул. Гагаринская 3А  
Европейский университет в Санкт-Петербурге  
<http://eu.spb.ru/>  
[imironova@eu.spb.ru](mailto:imironova@eu.spb.ru)

Настоящее издание может свободно и без получения особого разрешения правообладателя распространяться в электронном виде при условии, что копирование и/или распространение не преследует целей извлечения прибыли, сохраняется указание имен авторов и правообладателя и не модифицируется, включая конвертацию в другие форматы файлов, оригинальная электронная версия издания, которую можно загрузить с сайта.

# АННОТАЦИЯ

Газовый рынок Восточной Азии является ядром регионального рынка Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), который в свою очередь является одним из трех крупных региональных рынков природного газа наряду с европейским и североамериканским. Восточноазиатский рынок природного газа включает газовые рынки Японии, Китая и Республики Корея. Три восточноазиатских государства в 2014 г. вместе обеспечили 10% мирового спроса на природный газ и почти 60% мировой торговли СПГ. С китайским рынком связаны ожидания значительного роста спроса. Восточная Азия находится в центре внимания восточной газовой политики России.

АТР крайне неоднороден с точки зрения величины национальных газовых рынков, политики стран в отношении роли природного газа в энергобалансах, обеспеченности ресурсами, обеспечении поставок природного газа при необходимости импорта. Более того, национальное регулирование рынков энергоносителей тоже в значительной степени различается. В данной работе рассмотрены особенности рынков природного газа в трех восточноазиатских государствах, а также сделаны выводы о стратегиях работы поставщиков с китайскими, корейскими и японскими энергетическими компаниями.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
Обзор рынка природного газа АТР	5
Япония	6
Республика Корея	11
Китай	15
Заключение	24
Список литературы	25

# ВВЕДЕНИЕ

Газовый рынок Восточной Азии является ядром регионального рынка Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), который в свою очередь является одним из трех крупных региональных рынков природного газа наряду с европейским и североамериканским. Восточноазиатский рынок природного газа включает газовые рынки Японии, Китая и Республики Корея<sup>1</sup>. Три восточноазиатских государства в 2014 г. вместе обеспечили 10% мирового спроса на природный газ и почти 60% мировой торговли СПГ. [11] С китайским рынком связаны ожидания значительного роста спроса.

Восточная Азия находится в центре внимания восточной газовой политики России<sup>2</sup>. В 2010 г. был начат экспорт сжиженного природного газа (СПГ) в Японию и Республику Корея. В 2013 г. был принят закон о либерализации экспорта СПГ, в соответствии с которым возможность экспортировать продукт получили компании, добывающие газ на шельфе и имеющие долгосрочные контракты на поставку. Этим критериям соответствуют проекты компаний Роснефть и Новатэк, преимущественно ориентированные на рынок АТР [7]. Наконец в 2014 г. были подписаны два крупнейших соглашения между Газпромом и CNPC<sup>3</sup> о поставках сетевого газа из России в Китай. Первое соглашение – это договор на поставку 38 млрд м<sup>3</sup> ежегодно в течение 30 лет по восточному маршруту (из Восточной Сибири на северо-восток Китая) [8]; второе – это рамочное соглашение о поставках по западному маршруту (маршрут «Алтай»). [1] За последние несколько лет, таким образом, сделан целый ряд шагов со стороны России в решении вопроса расширения присутствия на газовом рынке Восточной Азии.

АТР крайне неоднороден с точки зрения величины национальных газовых рынков, политики стран в отношении роли природного газа в энергобалансах, обеспеченности ресурсами, обеспечении поставок природного газа при необходимости импорта. Более того, национальное регулирование рынков энергоносителей тоже в значительной степени различается. Эти факторы делают региональный рынок АТР гораздо менее однородным, чем европейский (где в настоящее время развитие рынка природного газа идет параллельно с объединением рынков национальных государств, стиранием границ, попыткой выработать общую европейскую политику) или североамериканский (где исторически рынки США и Канады были тесно связаны как динамикой поставок, так и инфраструктурно).

В данной работе рассмотрены особенности рынков природного газа в трех восточноазиатских государствах, а также сделаны выводы о стратегиях работы поставщиков с китайскими, корейскими и японскими энергетическими компаниями.

---

<sup>1</sup> Границы региона, рассматриваемого в данной работе, таким образом, можно также назвать Северо-Восточной Азией (СВА). Географически Восточная Азия также может быть расширена до более крупного образования, включающего как СВА, так и Юго-Восточную Азию (ЮВА), однако страны второй группы в основном являются производителями природного газа (например Малайзия, Индонезия, Бруней, Мьянма), и даже при переходе в ранг импортеров ориентируются на внутрирегиональные ресурсы. При этом серьезных перспектив российского экспорта природного газа в страны за рамками восточноазиатской «тройки» не предвидится, этим и обусловлен выбор региона для анализа.

<sup>2</sup> Восточная газовая политика – понятие, которое в данной работе используется как для описания всего комплекса действий российских компаний на азиатском направлении. В рамки данного понятия попадает и Восточная газовая программа («Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР», 2007 г.) [53].

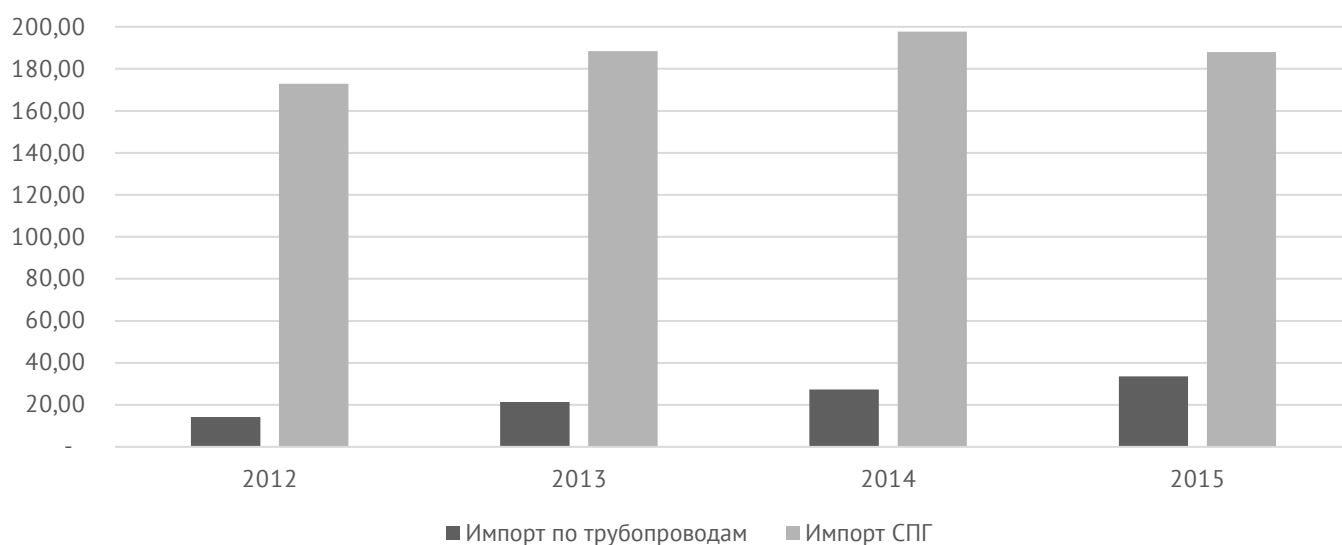
<sup>3</sup> China National Petroleum Corporation, Китайская национальная нефтегазовая компания.

# ОБЗОР РЫНКА ПРИРОДНОГО ГАЗА АТР

В 2014 г. АТР потреблял около 700 млрд м<sup>3</sup>, что составило 20% общемирового потребления природного газа [28, с. 18].

В 2015 г. СПГ импортировали 34 страны. АТР является крупнейшим рынком СПГ – в 2015 г. сюда направлялось 72% поставок СПГ. Ключевые импортеры – это Япония, Республика Корея и Тайвань [23, 29]. Несмотря на то что ранее в регионе прогнозировался рост потребления природного газа (см., например, [5, с. 137–140]), к концу 2015 г. общий спрос на СПГ в АТР снизился на 1,7% (или на 3 млн т), в основном в результате снижения спроса со стороны Японии и Республики Корея [23, с. 5]. Факторами снижения спроса в этих странах являются низкие темпы экономического роста, меры по энергосбережению и повышению энергоэффективности, более мягкие погодные условия по сравнению с предшествовавшими годами, а также переключение на альтернативные виды топлива в условиях исторически высоких цен на СПГ в 2014 г. (межтопливная конкуренция). В то же время спрос на СПГ со стороны Китая продолжил расти: в 2015 г. рост составил 5% и достиг 20 млн т.

По сравнению с СПГ объемы импорта сетевого газа странами региона не столь значительны (Рисунок 1) – это порядка 30 млрд м<sup>3</sup>, импортируемых Китаем из Центральной Азии.



Источник: BP Statistical Review of World Energy [9–12].

Рисунок 1 – Импорт природного газа странами Восточной Азии в 2012–2014 гг., млрд м<sup>3</sup>

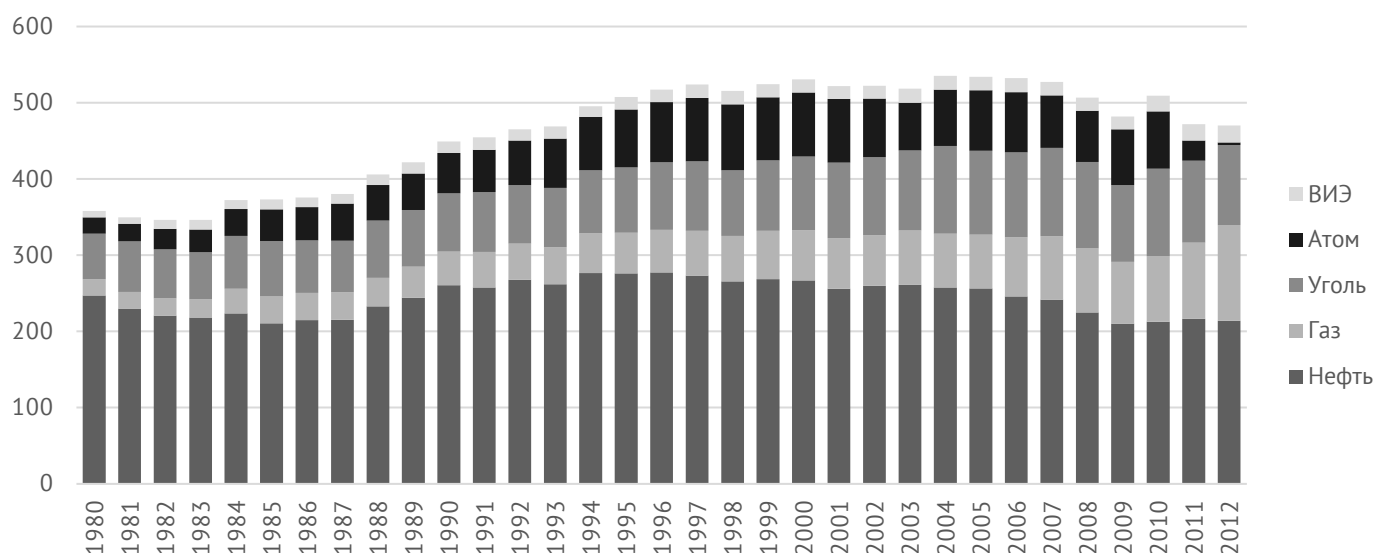
# ЯПОНИЯ

Япония – крупнейший в мире импортер СПГ, и развитие рынка природного газа АТР можно связывать именно с началом импорта СПГ Японией, а также с той ролью, которую это государство сыграло в развитии секторов добычи нефти и газа в других странах региона. Рассмотрим более подробно объем потребления природного газа в Японии, его роль в энергобалансе страны, особенности организации рынка природного газа и задачи энергетической политики страны.

## ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ

Япония обладает скудными собственными запасами энергоресурсов и импортирует до 95% первичных источников. После нефтяных кризисов 1970-х гг. Япония проводила политику диверсификации источников топлива и снижения зависимости от поставок нефти (за счет использования угля и природного газа, а также развития атомной энергетики), однако в настоящее время нефть и нефтепродукты составляют основу энергобаланса страны. Возможности импорта электроэнергии ограничены по причине островного положения страны.

Природный газ в энергобалансе Японии составляет порядка 23%; этот показатель увеличивался в последние годы – доля природного газа в энергобалансе страны в 2010 г. составляла 17% (Рисунок 2).



Источник: данные Международного энергетического агентства [6].

Рисунок 2 – Динамика первичного потребления энергии по видам топлива в Японии (1980–2012 гг., млн т н.э.)

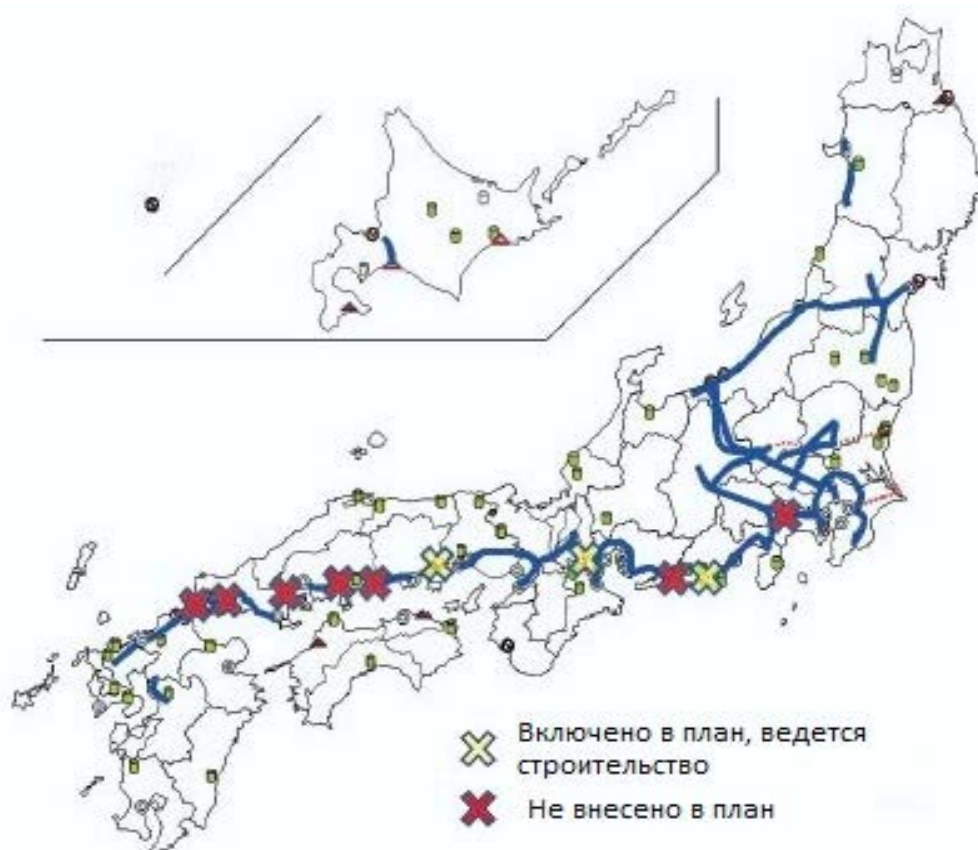
Объяснение этому – использование природного газа преимущественно в секторе электрогенерации (64% природного газа, импортируемого Японией, используется для выработки электроэнергии). Структура электрогенерации в Японии претерпела некоторые изменения после аварии на АЭС «Фукусима», произошедшей в 2011 г.: практически все АЭС в стране были переведены в режим проверки безопасности, что привело к необходимости импорта первичных энергоресурсов (в первую очередь природного газа) для использования на тепловых электростанциях. Это привело к тому, что, во-первых, после 2011 г. повысилось присутствие японских компаний на спотовых рынках СПГ, во-вторых, повысилась доля природного газа в энергобалансе Японии.

В апреле 2014 г. был принят Стратегический план развития энергетики (Strategic Energy Plan), в соответствии с которым признается значительная роль атомной энергетики в энергобалансе страны. В 2015 г. было объявлено, что доля атомной энергетики в структуре электрогенерации должна к 2030 г. составлять 20–22% [20]. Таким образом, в перспективе роль природного газа в энергобалансе Японии может вернуться к показателям периода до 2011 г.

## ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Япония – крупнейший в мире импортер СПГ, она обладает большим количеством регазификационных терминалов (28 действующих по состоянию на 2015 г. [23, с. 30]). Регазификационные терминалы, как правило, расположены в областях потребления природного газа, т.е. вблизи крупных городов и агломераций.

Правительство стимулирует строительство новых (особенно магистральных) газопроводов с тем, чтобы газопроводная сеть была более интегрирована. В настоящее время сеть не интегрирована (Рисунок 3), и это имеет ряд негативных последствий. Во-первых, при природном катаклизме или каком-то чрезвычайном происшествии в случаях сложностей со снабжением одного из районов страны реагирование будет затруднено: газопроводы не соединены, и целые регионы могут остаться без газа. Во-вторых, такая система физически ограничивает возможности альтернативных поставок для покупателей, а значит, и перспективы конкуренции на газовом рынке.



Источник: Н. Кодэра [54].

Рисунок 3 – Газопроводная сеть Японии

## ОРГАНИЗАЦИЯ СЕКТОРА

Электрогенерирующие компании представляют основную группу импортеров СПГ в Японию – на них приходится порядка 65% импорта. При этом значительная часть регазификационных терминалов находится в полной собственности электрогенерирующих компаний либо в совместной собственности электрогенерирующих и газораспределительных компаний. Четыре крупнейших компании (Tokyo Gas, Osaka Gas, Toho Gas и Saibu Gas) контролируют до 75% рынка [32]. Японские газовые компании в основном вертикально интегрированы в рамках региона и зачастую имеют монопольное положение в регионе.

Если до начала 1990х гг. газовые компании имели монопольное положение в регионах на основе эксклюзивной франшизы, то с 1995 г. была начата либерализация газового сектора. Были внесены поправки в закон о газовых компаниях (Gas Utilities Industry Law). Крупные потребители (покупающие более 2 млн м<sup>3</sup> в год) получили возможность вести прямые переговоры с газовыми компаниями. В 1999 г. порог был понижен до 1 млн м<sup>3</sup>; был также введен режим доступа третьих сторон для компаний, поставляющих



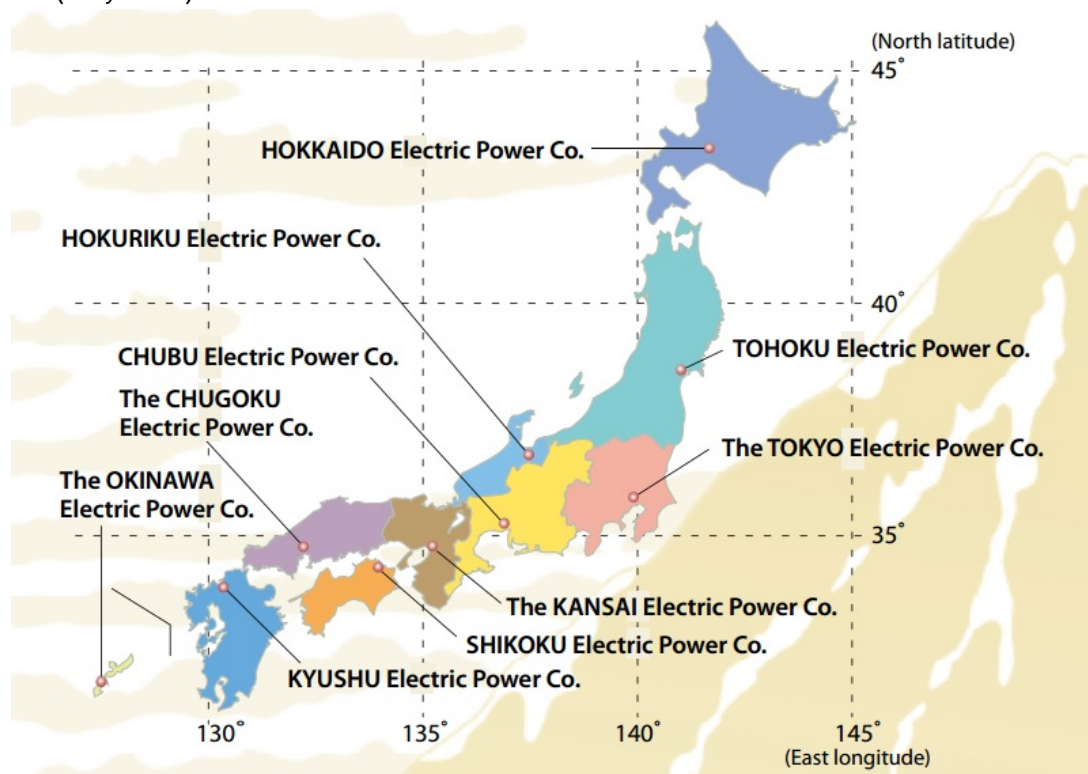
крупные объемы природного газа. В 2004 г. принята новая версия закона о газовых компаниях (Law on the Gas Utilities Industry), в соответствии с которой возможность выбора поставщика получили потребители, годовой отбор газа которых превышает 0,5 млн м<sup>3</sup> (с 2007 г. – 0,1 млн м<sup>3</sup>). Еще одним важным событием 2004 г. стал ввод полного доступа третьих сторон к газовой инфраструктуре (в соответствии с вошедшими в силу поправками в Gas Business Act).

Таким образом, на внутреннем рынке природного газа Японии сложился высокий уровень конкуренции между поставщиками газа для коммунально-бытового и коммерческого секторов – порядка 60% рынка было либерализовано [3, с. 112]. В ходе реформирования, особенно с введением возможности для крупных потребителей выбирать поставщика, появилась возможность ценового арбитража и конкуренции «газ–газ» на внутреннем рынке, хотя и в ограниченном объеме в связи с отсутствием широко интегрированной инфраструктуры и сложностью в обеспечении доступа третьих сторон к регазификационным терминалам<sup>4</sup>.

## ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ И ЦЕНЫ

Цены на газ на японском рынке формируются в соответствии с долгосрочными контрактами с привязкой к корзине нефти JCC. Рост цен на СПГ перекладывается на конечного потребителя: тарификация производится на основе средних издержек на топливо (импортируемый СПГ) с лагом в 3 месяца. К примеру, цены на газ в Токио на июнь определяются с учетом средних издержек на импорт СПГ компанией Tokyo Gas в феврале-марте того же года [51].

В отсутствии интегрированной газотранспортной инфраструктуры внутри страны, а также с учетом того, что большая часть газа, импортируемого Японией, поступает в сектор электрогенерации, важную роль играет регулирование ценообразования на электроэнергию. Рассмотрим принципы ценообразования на электроэнергию на примере компании Терсо (Токио Electric Power Co.), занимающейся электроснабжением региона Токио (Рисунок 4).



Источник: FEPC [20].

<sup>4</sup> В соответствии с рекомендациями по торговле природным газом (Guidelines on appropriate gas trading, 2004), операторы регазификационных терминалов должны опубликовать условия по доступу третьих сторон к регазификационным терминалам в качестве отправной точки к переговорам о предоставлении такого доступа. Операторы должны также публиковать информацию о мощности терминалов и планах по их загрузке. Ограничений по строительству новых терминалов, кроме требований безопасности, нет. Доля новых крупных поставщиков природного газа в Японии в 2007 г. составила 9,7%, однако большинство из них пользовались опцией доступа к газопроводам.

Цена на электроэнергию за отчетный месяц определяется как сумма следующих показателей:

- плата за гарантируемый минимум энергоснабжения (demand charge);
- тариф на электроэнергию (energy charge);
- дополнительный тариф на продвижение возобновляемых источников (renewable energy power promotion surcharge).

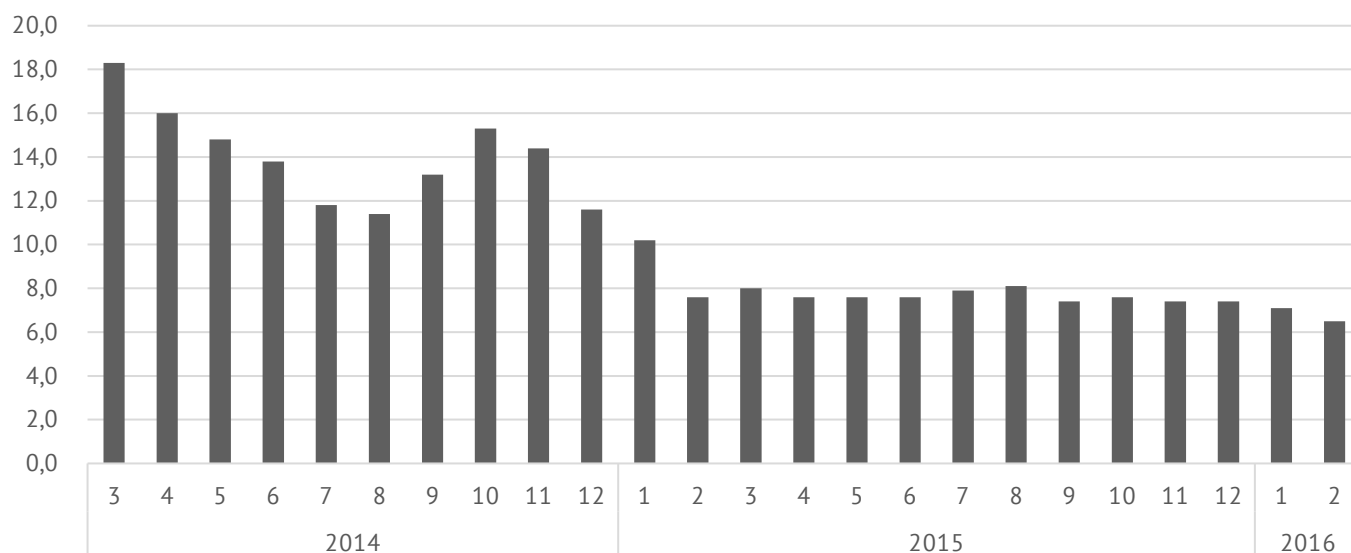
Ключевой момент в контексте газовых рынков – это второй элемент, тариф на электроэнергию, который корректируется посредством механизма регулирования по стоимости топлива (fuel cost adjustment). Данный механизм используется для корректировки стоимости электроэнергии в зависимости от затрат генерирующей компании на топливо и фактически работает в автоматическом режиме [50].

Таким образом, в формулы цен на природный газ и электроэнергию заложены цены на импортируемый СПГ, а это значит, что изменения конъюнктуры мировых рынков влияют на конечных потребителей в Японии, и механизм «перекалывания затрат» («pass-through») остается в действии.

## ЗАДАЧИ ЯПОНСКИХ КОМПАНИЙ НА РЫНКАХ СПГ

Уровень цен определяется в соответствии с механизмом ценообразования – в Японии основным механизмом является долгосрочный контракт. Первые контракты на импорт СПГ были заключены Японией в 1960-х гг. До ценовых шоков на нефтяных рынках 1970-х гг. цена в японских контрактах фиксировалась на 15–20 лет, однако в 1970-е гг. были перезаключены основные крупные контракты, в рамках которых цена СПГ стала определяться на основе привязки к цене на нефть (использовалась цена JCC – средняя цена импортируемой в Японию нефти). Республика Корея и Тайвань последовали примеру Японии, и, таким образом, индексация по JCC и использование S-кривой стали основой поставок СПГ в АТР [21, 36].

Формула привязки к нефти привела к тому, что до 2014 г. цены на импортируемый Японией СПГ были значительно выше, чем цены на газ в Европе или Северной Америке, однако со снижением цены на нефть в 2014–2015 гг., цена на СПГ тоже снизилась. Более того, в результате переизбытка предложения спотовые цены также пошли вниз (Рисунок 5).



Источник: METI [34].

Рисунок 5 – Динамика спотовых цен на сжиженный природный газ, импортируемый Японией, 2014–2016 гг., долл./млн БТЕ

Данная ситуация сняла остроту вопроса о механизме ценообразования для импортируемого СПГ, так как цены более не являются необоснованно высокими по сравнению с ценами на газ, например, в Европе. Тем не менее задача по диверсификации типов контрактов остается важной для японских компаний, импортирующих СПГ [52].

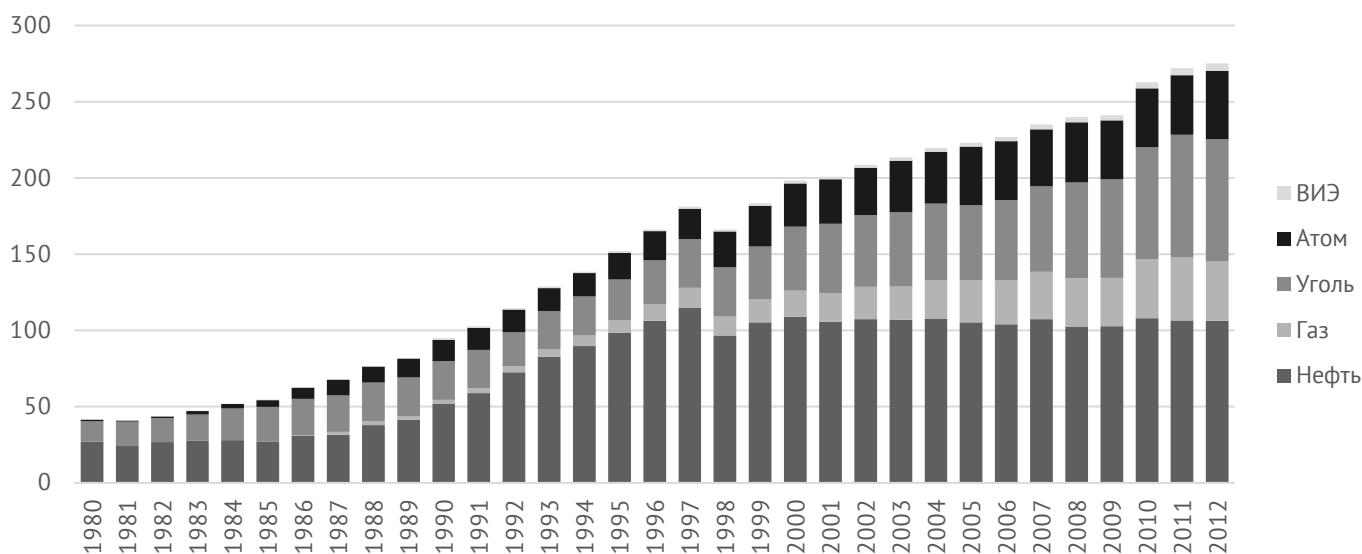
Кроме того, важными аспектами СПГ-стратегии Японии являются диверсификация закупок (Австралия, США), диверсификация типов контрактов, заинтересованность в более гибкой системе торговли СПГ за счет прежде всего сотрудничества с международными партнерами в области СПГ.

# РЕСПУБЛИКА КОРЕЯ

Республика Корея – второй в мире импортер СПГ после Японии. Импорт СПГ страна начала в 1986 г. Несмотря на наличие планов трубопроводного импорта (включая проекты, пересекающие территорию КНДР и берущие начало в России [38]), единственным источником природного газа в стране является СПГ.

## ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ

Доля газа в структуре первичного потребления Республики Корея увеличивается, однако пока уступает углю и нефти (Рисунок 6). При этом растет доля природного газа в электрогенерации – с 10% в 2000 г. до 15% в 2009 и 22% в 2012 г. (основное топливо для корейских ТЭС – уголь, его доля составила 46% в 2009 г.).



Источник: МЭА [6].

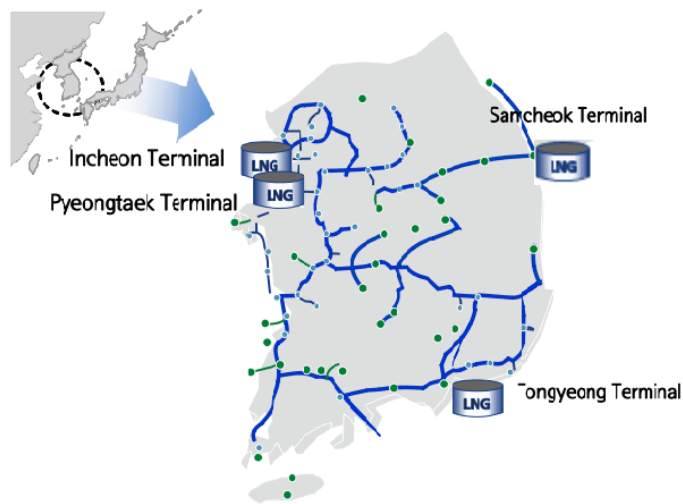
Рисунок 6 – Динамика первичного потребления энергии по видам топлива в Корее (1980–2012 гг., млн т н.э.)

Положение в газовой отрасли Республики Корея, на 99% зависящей от импорта СПГ для покрытия спроса, напрямую связано с конъюнктурой на международных рынках СПГ.

## ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

В стране действуют пять регазификационных терминалов, четыре из них принадлежат компании Kogas, а еще один – компании Posco. Все терминалы подключены к системе трубопроводов и доставляют газ в крупные города; имеется возможность реверсных поставок. Строительство интегрированной системы газопроводов было завершено компанией Kogas в 2002 г. По состоянию на 2015 г., длина газопроводов составляет 4440 км (Рисунок 7).

На протяжении последних 20 лет правительство страны неоднократно предпринимало попытки реформировать газовый сектор. В конце 1990-х гг. были предприняты попытки разделить компанию Kogas, однако усилия правительства Ким Дэ Чжуна (также известного своей «политикой солнечного тепла» в отношении КНДР) натолкнулись на активное сопротивление профсоюзов [38, с. 209]. В 2006 г. был упрощен доступ к газопроводам и регазификационным терминалам, принадлежащим Kogas. Тем не менее о полноценном вводе режима доступа третьих сторон говорить нельзя, так как доступ к регазификационным терминалам по-прежнему остается крайне сложным, и возможность использования мощностей по хранению для прямых импортеров также крайне ограничена.

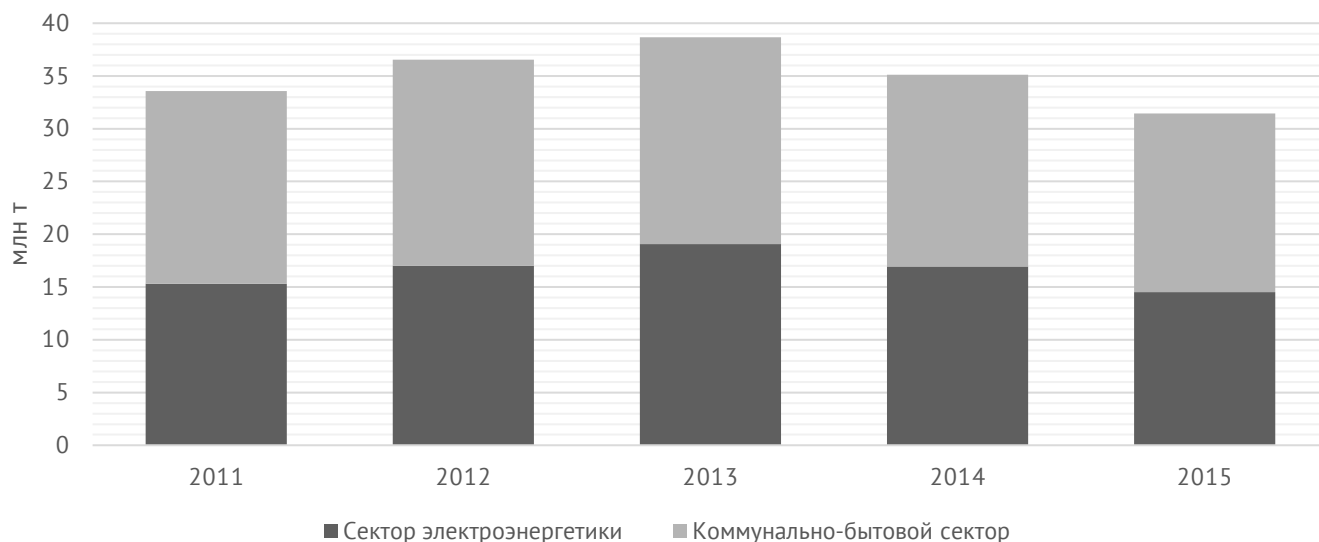


Источник: Kogas [30].

Рисунок 7 – Регазификационные терминалы и газопроводы компании Kogas

## ОРГАНИЗАЦИЯ СЕКТОРА

В газовой отрасли Кореи доминирует компания Kogas, в собственности которой находятся четыре регазификационных терминала (из пяти имеющихся в стране), мощности по хранению и газотранспортная система страны<sup>5</sup>.



Источник: Kogas [30].

Рисунок 8 – Структура продаж природного газа компании Kogas в Республике Корея

30 газораспределительных компаний покупают топливо напрямую у Kogas и далее поставляют его конечным потребителям (коммунально-бытовой сектор). Электрогенерирующие компании (их в стране 14) также покупают топливо у компании Kogas. Крупнейшим покупателем топлива является крупнейшая электрогенерирующая компания Керсо, покупающая 69% газа, предназначенного для сектора электроэнергетики [4, с. 54].

Помимо Kogas в Республике Корея есть еще одна компания, которая занимается импортом СПГ. Собственный импорт обеспечивает Posco – производитель стали в г. Пхохан, в собственности которого находится один из регазификационных терминалов – Кванъян (Gwangyang). Импорт СПГ осуществляет дочерняя компания Posco – Международная корпорация Daewoo (Daewoo International Corporation), подразделение по развитию ресурсов (Resource Development division) [42, с. 14]. Помимо импорта СПГ в г.

<sup>5</sup> Кроме того, Kogas ведет деятельность по продвижению в сегмент апстрим, участвуя в проектах разведки и добычи в Канаде, Катаре, Омане, Йемене, Ираке, Мьянме, Индонезии и России. Компания также имеет доли в СПГ-терминалах (в частности в Индонезии и Австралии).

Пхохан Daewoo International участвует в проектах разведки и добычи с нефтяных, газовых и угольных месторождений в Мьянме, Вьетнаме, Таиланде, Канаде, Перу, Австралии. Компания также участвует в СПГ-проекте в Омане. Еще одна дочерняя компания, Posco Energy, занята в секторе электрогенерации (электростанции в Корее, во Вьетнаме и в Индонезии) [42, с. 14; 18].

В 2014 г. компания Posco представила материалы для СПГ-танкеров, оперирующих в Арктике, с ориентацией на проект Ямал СПГ. В целом развитие северных морских путей является приоритетным направлением для компании, так как их использование сокращает путь до крупнейшего южнокорейского порта Пусан на 10 дней при поставках из Роттердама и на 5 дней при поставках с Западного побережья США [42, с. 40].

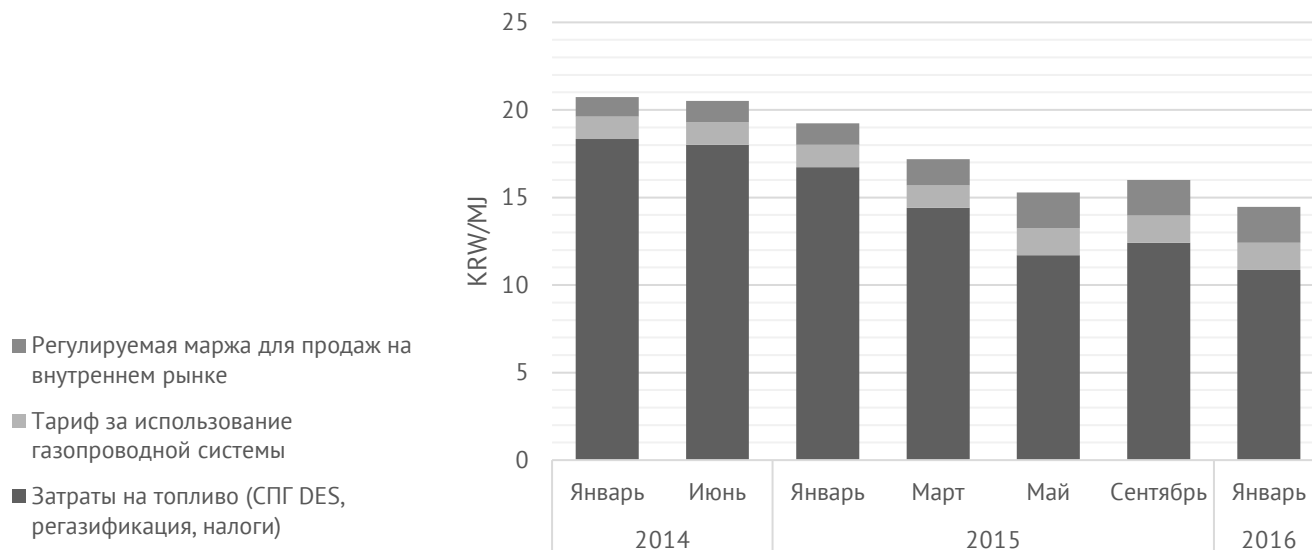
Kogas и Posco – не единственные корейские игроки на рынке СПГ. Отдельно стоит рассмотреть деятельность и перспективы компании семейства SK – SK Energy and Services (SK E&S). Компания была создана в 1999 г. и занималась газораспределением в крупных городах (газораспределительные компании в Республике Корея приобретают природный газ у Kogas и далее занимаются дистрибуцией; тарифы регулируются местными властями). Со временем SK E&S вошла в сектор электрогенерации, кроме того, бизнес приобрел международный характер (компания участвует в проектах в Китае, Сингапуре, Индонезии и США [47]). Первые поставки СПГ компания получила в 2005 г. из Египта, с тех пор она стабильно наращивала объем импорта. В 2014 г. компания импортировала 0,7 млн т СПГ из стран Юго-Восточной Азии, с Ближнего Востока и др. Для поставок газа на электростанцию Кванъян (Gwangyang) SK E&S арендует мощности одноименного терминала компании Posco. В настоящее время совместно с компанией GS Energy осуществляется строительство собственного терминала по приему СПГ в городе Порен (Poryeong). Терминал сможет принимать 3 млн т СПГ ежегодно [48]. В сентябре 2013 г. компания подписала контракт на использование мощностей по сжижению FLNG Liquefaction 3, LLC – дочерней компании Freeport LNG Expansion L.P. – в объеме 2,2 млн т в год с началом действия в 2019 г.; сам газ компания планирует приобретать со сланцевых месторождений в США по ценам, привязанным к Henry Hub, в соответствии с принципами, работающими на североамериканском газовом рынке [49]. Такая схема покупки газа в США и резервирования мощностей на сжижающих терминалах США может стать прямым путем к реальной индексации цен на газ в Азии по цене на Henry Hub (плюс транспортные издержки).

## **ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ И ЦЕНЫ**

Импорт СПГ в Республику Корея осуществляется на базе долгосрочных контрактов с привязкой к корзине JCC, пиковый спрос покрывается за счет спотовых сделок. В основе ценообразования в Республике Корея лежит следующий принцип: для импортных поставок газа используется привязка к индексу JCC в рамках долгосрочных контрактов, на внутреннем рынке доминирует регулируемое ценообразование по принципу «издержки-плюс».

Оптовые цены газа в Республике Корея регулируются Министерством экономики (Ministry of Knowledge Economy, МКЕ) на основе принципа «издержки-плюс» с учетом уровня рентабельности и импортных цен СПГ («a rate of return / cost of service regulatory mechanism»). На графике ниже (Рисунок 9) видно, что цена импортируемого СПГ является основным драйвером цен на газ в коммунально-бытовом секторе Республики Корея; кроме того, к стоимости добавляются надбавки двух типов – тариф на транспортировку по сетям Kogas и маржа компании. Обе надбавки в 2015 г. были повышены.

Так же, как и в Японии, в формулы цен на природный газ в Республике Корея заложены цены на импортируемый СПГ, а значит, что изменения конъюнктуры мировых рынков влияют на конечных потребителей. Механизм переноса затрат на конечного потребителя 'pass-through' работает в Корее аналогично японскому опыту.



Источник: Kogas [30].

Рисунок 9 – Структура цены на газ для потребителей коммунально-бытового сектора (компания Kogas)

## ЗАДАЧИ КОРЕЙСКИХ КОМПАНИЙ НА РЫНКАХ СПГ

Выше были рассмотрены три импортера СПГ в Корею: Kogas, Posco и SK E&S. Их приоритеты в некоторых аспектах схожи, однако роль, которую компании играют на внутреннем рынке, определяет разницу их подходов.

Kogas – крупнейший импортер СПГ, имеющий монопольное положение на внутреннем рынке. Повышение затрат на внешних рынках СПГ Kogas может переложить на конечных потребителей. Однако в связи с тем, что это крупная компания, оператор газопроводной сети страны, и прямо или косвенно в структуру собственности входит правительство страны, то и задачи по обеспечению энергобезопасности также играют роль в бизнесе данной компании. Для них будет важна географическая диверсификация поставок, приоритет долгосрочных контрактов также легко объясним.

Posco работает по традиционной схеме долгосрочных контрактов с поставщиками, и для нее значение имеют формула привязки внутри контракта и возможность приобретения СПГ на спотовом рынке.

Иные импортеры в условиях высоких цен на СПГ по долгосрочным контрактам были заинтересованы в привязке к НН. Их задача – максимизация прибыли, т.е. цены на внутреннем рынке должны оставаться на высоком уровне «СПГ DES плюс издержки». С такой бизнес-моделью в корейском контексте могут возникнуть определенные сложности, прежде всего из-за доступа к регазификационным терминалам и транспортной инфраструктуре.

# КИТАЙ

Современная газовая отрасль Китая берет свое начало в 1949 г., с основания Китайской Народной Республики. В 1949 г. добыча природного газа составила 7 млн м<sup>3</sup>. В 1950-х гг. приоритетом при реализации политики индустриализации были добыча и использование угля. На протяжении последующих четырех десятилетий приоритеты энергетической политики страны менялись, однако природный газ неизменно оставался на второстепенных ролях по сравнению с углем, нефтью и гидроэнергетикой. Добыча природного газа исторически была тесно связана с добычей нефти. Одной из основ энергетической политики Китая в 1970-е гг. было партнерство с Японией, которое базировалось на торговле нефтью [37, с. 30]. Примечательно, что к 1986 г. Китай являлся крупнейшим в АТР экспортером нефти [22, с. 17]. Поставки нефти из Китая в Японию начались в 1973 г. [24, с. 149–150]. В 1984–1990 гг. доля Японии в китайском экспорте нефти варьировала от 38 до 55% (объем экспорта – 22231 млн т, из них на Японию приходилось 11–14 млн т) [37, с. 31]. В 1991 г. компания CNPC подписала соглашение с JNOC о проведении геофизической разведки Таримского бассейна.

Тем не менее экспортером газа Китай не стал, а в 2006 г. состоялись первые поставки в страну СПГ, дав начало развитию регионального рынка с присутствием Китая в качестве наиболее быстро растущего импортера природного газа.

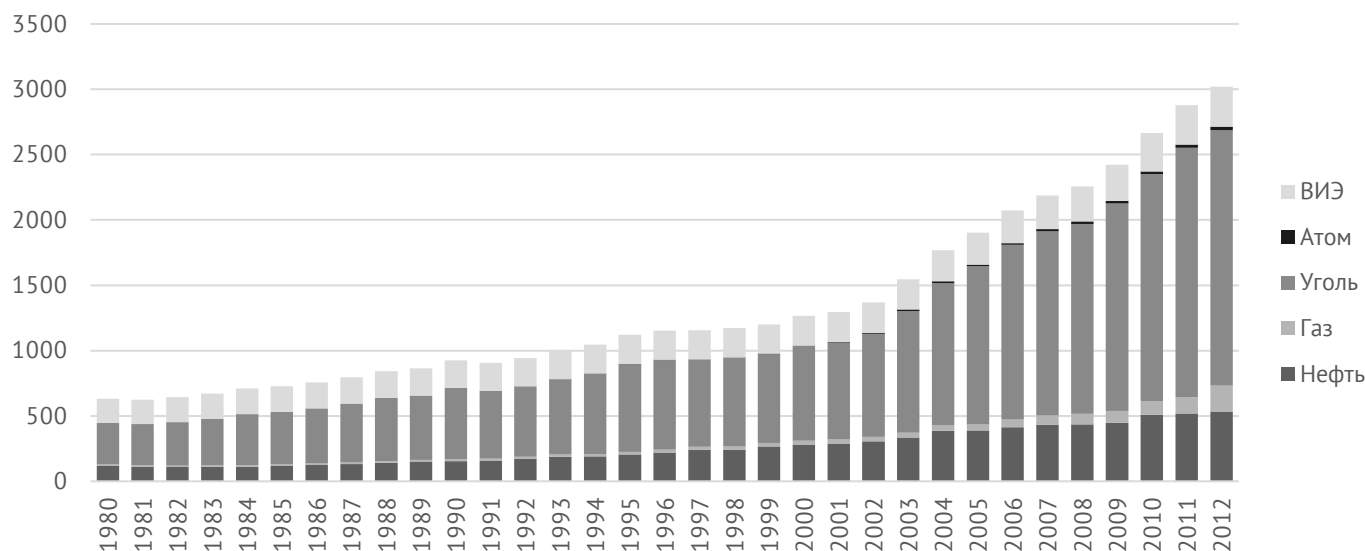
В истории развития газового сектора Китая можно выделить несколько периодов [22, с. 16–17].

- 1. 1949–1959 гг.** – начальный период развития газовой отрасли, когда добыча не превышала 290 млн м<sup>3</sup> (в 1959 г.).
- 2. 1959–1979 гг.** В 1959 г. было открыто месторождение Дацин (Daqing), а вскоре после него – Шэнли (Shengli) и Хуабэй (Huabei). Уже в 1960 г. объем добычи вырос в 3,5 раза по сравнению с 1959 г., а к 1979 г. составил 14,5 млрд м<sup>3</sup>. Данный период характеризовался полным контролем сегментов добычи, транспортировки, потребления со стороны правительства, а также в зону его внимания попадали вопросы ценообразования. Природный газ не использовался ни в коммунально-бытовом секторе, ни для выработки электроэнергии – добытый ресурс поставлялся на промышленные предприятия, а также на производство удобрений.
- 3. 1979–1992 гг.** В 1979 г. была начата серия экономических реформ, что привело к консолидации в нефтегазовой промышленности. В 1988 г. Министерство энергетики КНР было реорганизовано, в это же время были созданы компании CNPC (специализация в секторе разведки и добычи), Sinopec (специализация в секторе переработки и сбыта), SINOOC (работы на шельфе). Система ценообразования на газ включала два типа цен – для газа, добытого в рамках квоты, а также для газа, добытого сверх квоты; система была нацелена на стимулирование добычи сверх квоты.
- 4. 1992–2000 гг.** В 1992 г. стало очевидно, что Китай превратится в нетто-импортера нефти, потеряв роль крупнейшего азиатского экспортера нефти. Возросли опасения по поводу самообеспеченности энергоресурсами, что привело к пересмотру энергетической политики КНР. В результате были отмечены рост цен на энергоносители внутри страны, ослабление ограничений по торговле, активизация инвестиций в сектор разведки и добычи, открытие сегмента для участия иностранных компаний.
- 5. 2000–2006 гг.** – период активного экономического роста Китая. Спрос на природный газ увеличивается ежегодно на 14%, при этом наиболее высокими темпами растет спрос на газ в индустриальном секторе. К 2006 г. спрос превосходит собственную добычу, и Китай опять становится нетто-импортером природного газа.
- 6. 2006 г. – по настоящее время.** Нарастание импорта сетевого газа и СПГ, включение в международные рынки природного газа, в 2011 г. проведена реформа ценообразования на внутреннем рынке. При этом роль Китая изменилась, по мере того как страна переходит на менее энергозатратную фазу развития [27, с. 21].



## ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ

В настоящее время, несмотря на значительный рост объемов использования природного газа, этот ресурс играет незначительную роль по сравнению с углем в структуре первичного потребления Китая (Рисунок 10). Доля газа в электрогенерации также невелика – в 2011 г. составила 1,8% (84,022 ТВт×ч).



Источник: МЭА [6].

Рисунок 10 – Динамика первичного потребления энергии по видам топлива в Китае (1980–2012 гг., млн т н.э.)

Базовым источником роста спроса на природный газ в Китае, как и везде, является общая динамика экономического развития. Кроме того, есть перспективы увеличения доли природного газа в энергобалансе: одним из драйверов роста использования природного газа являются экологические проблемы внутри страны, а также международные обязательства по снижению выбросов парниковых газов – оба фактора заставляют Китай искать альтернативы углю. Природный газ является одной из таких альтернатив наряду с возобновляемыми источниками энергии и атомной энергетикой.

Эти факторы приводят к необходимости развития собственной добычи, а также строительству мощностей по импорту – как сетевого газа, так и СПГ.

## ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА

В 2012 г. внутренняя добыча составила 107,2 млрд м<sup>3</sup> и обеспечила 74,5% потребления [6]. По оценкам компании BP (British Petroleum / «Бритиш Петролеум»), размер собственных запасов природного газа Китая составляет 3,5 трлн м<sup>3</sup>, или 1,8% мировых запасов [11].

Основные запасы природного газа в Китае сосредоточены в трех районах – в Таримском (Синцзян), Сычуаньском (Сычуань) и Ордосском бассейнах (Шаньси, Нинся, Ганьсу и Внутренняя Монголия) (Рисунок 11, Рисунок 12, Таблица 1). Ключевые регионы добычи – это уже вышеназванные Таримский, Ордосский и Сычуаньский бассейны, а также Ляосонг и Бохайский залив.



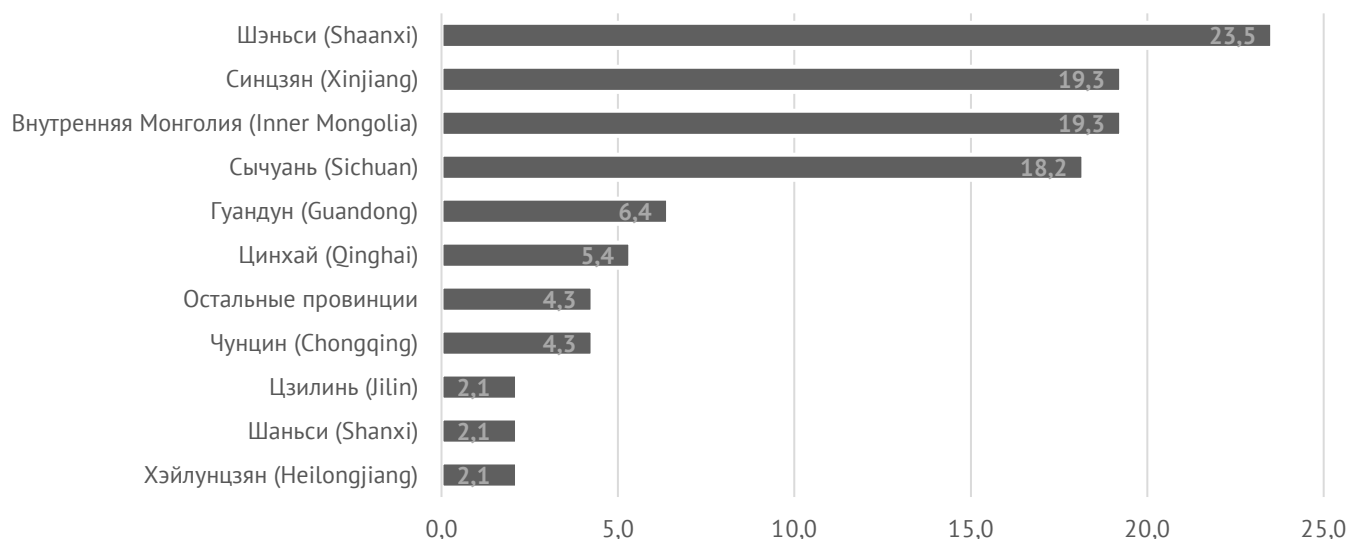
Источник: Higashi N. [26, с. 7].

Рисунок 11 – Месторождения природного газа в Китае

Основные добывающие компании/бассейны	Доказанные запасы, трлн м <sup>3</sup>	Теплотворная способность	Себестоимость добычи	Стратегия – задачи по добыче (в 2015 г. по 12-му 5-летнему плану), млрд м <sup>3</sup>
Ордос (Ordos)	3,1	29,85 б.т.е. на м <sup>3</sup> (1045 б.т.е. на куб. фут)	141–282 долл. за 1000 м <sup>3</sup>	39
Сычуань (Sichuan)				41
Тарим (Talimu или Tarim)				32
Южно-Китайское море				20
Другие месторождения				44
Газ плотных слоев	25			
Сланцевый газ	12			
Метан угольных пластов	10,9		106–176 тыс. долл. 1000 м <sup>3</sup>	

Источники: Chen M., EIA [2, 19].

Таблица 1 – Характеристики основных регионов добычи газа в Китае



Источник: LBNL [31].

Рисунок 12 – Добыча природного газа в Китае по регионам по состоянию на 2012 г., млрд куб. м

Добыча природного газа в Китае однозначно имеет перспективы, однако очевидно, что собственных ресурсов для обеспечения роста спроса недостаточно. Можно условно обозначить две траектории дальнейшего развития сектора добычи в Китае: при условии успешного проведения реформ газового сектора (в частности, если реформа ценообразования поможет реализовать задачи повышения рентабельности внутренней добычи как из традиционных, так и из нетрадиционных источников) ожидается существенный рост собственной добычи и небольшое окно для потенциальных поставщиков СПГ (таких как Россия) либо недостаточное развитие собственного производства и активное привлечение новых источников поставок как СПГ, так и сетевого газа.

Основной держатель запасов – компания PetroChina (ее контрольный пакет акций принадлежит CNPC); значительные запасы имеются также у CNOOC и Sinopec. Китайские компании, увеличивают долю природного газа в добыче – в 2010 г. PetroChina увеличила долю газа в добыче до 32–33%, CNOOC – до 21–22%, Sinopec – до 18–19% [33].

## ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Общая протяженность газопроводной сети Китая превышает 50 тыс. км [16]. Важнейшим элементом газовой инфраструктуры Китая является система «Запад–Восток» (West-East Pipeline, WEP). Первая линия газопровода (WEP I) была завершена в 2002 г. и основным ее назначением была транспортировка газа внутри страны. В 12-й пятилетний план (2012–2015 гг.) было включено строительство 44 000 км трубопроводов по всей стране: помимо импортных газопроводов (нитки II и III системы «Запад–Восток», линия С газопровода Центральная Азия–Китай) и 6000 км трубопроводов, соединяющих терминалы по приему СПГ с районами потребления, планируется также строительство 12 000 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов и 2054 км для транспортировки метана угольных пластов. В стадии проектирования и строительства находятся 23 000 км газопроводов общей пропускной способностью 432 млрд м<sup>3</sup> в год.

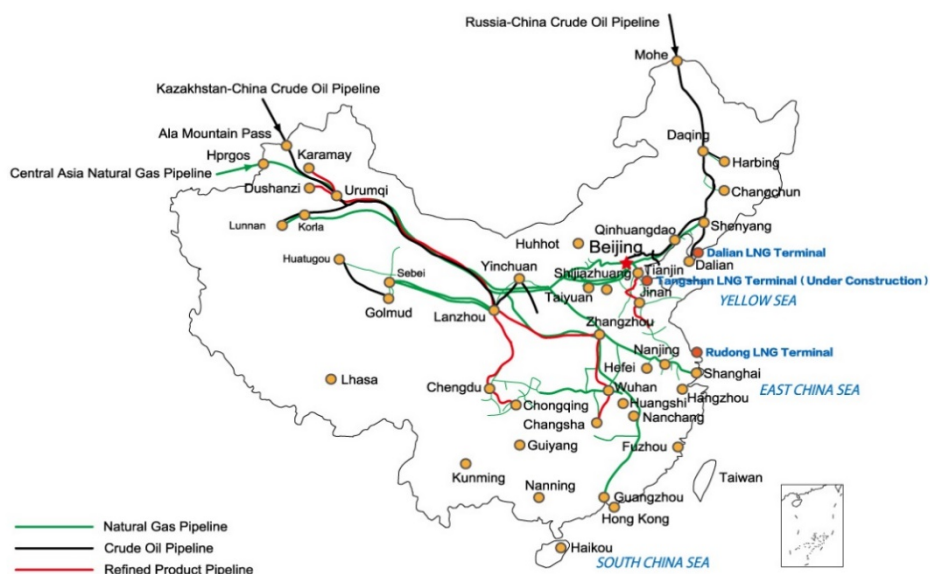
Большое внимание уделяется газопроводам, обеспечивающим трансграничные поставки (Рисунок 14). Стратегию Китая называют «стратегией компас» – в ней присутствуют север, запад, юг, восток [25].

На западе осуществляется импорт природного газа из Центральной Азии [19]. На данный момент наибольшие объемы импортного природного газа Китай получает именно оттуда.

Вдоль восточного побережья располагаются регазификационные терминалы. На конец 2015 г. в Китае действовали 13 терминалов общей мощностью 41,3 млн т СПГ в год (коэффициент использования порядка 50% – импорт в 2015 г. составил 20 млн т СПГ). Еще 8 терминалов суммарной мощностью в 24 млн т находятся на стадии строительства (при этом что во всем мире строятся 15) [23, с. 27]. Некоторые из них показаны на карте ниже (Рисунок 14).

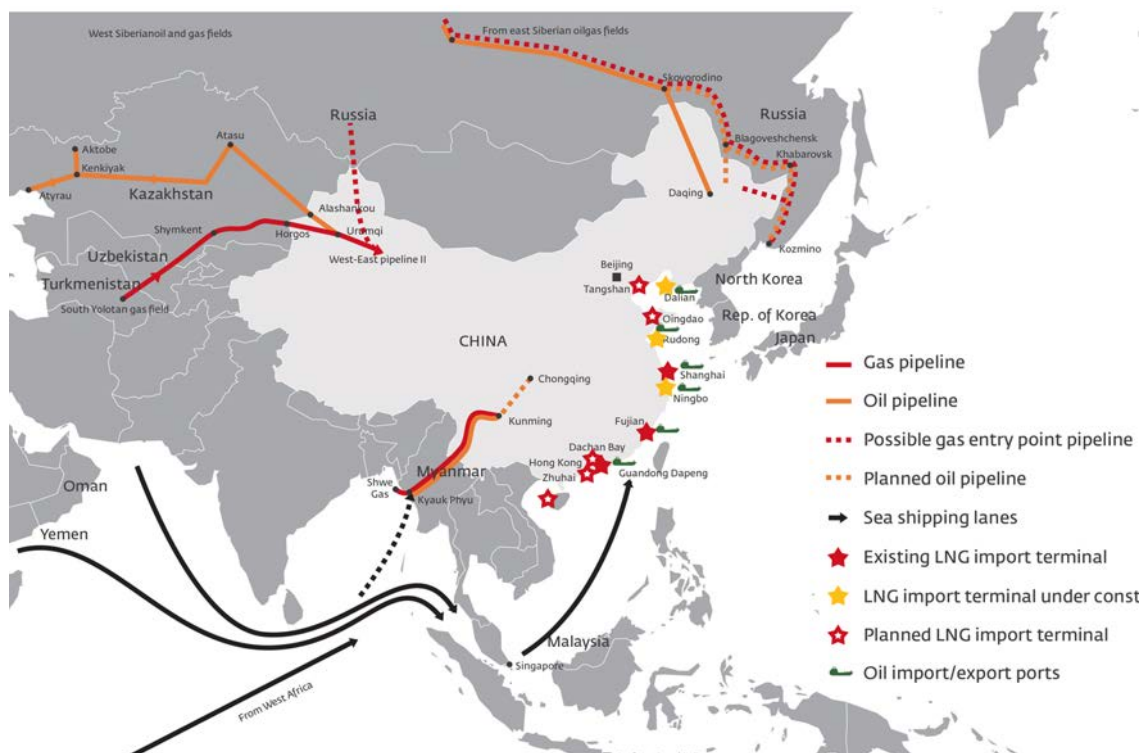
Южное направление – это трубопроводный импорт из Мьянмы, который был запущен в 2013 г. [19, 43].

Наконец, северное направление – это направление, которое еще предстоит развить. Поставки из России по заключенному в 2014 г. контракту на поставку 38 млрд м<sup>3</sup> по Восточному маршруту должны начаться после 2020 г. [35].



Источник: PetroChina [41].

Рисунок 13 – Газотранспортная инфраструктура Китая



Источник: Составлено автором на основе карты [19].

Рисунок 14 – Основные инфраструктурные проекты Китая по импорту нефти и газа

Газопровод	Длина, км	Маршрут	Мощность, млрд м <sup>3</sup> в год	Ввод в эксплуатацию	Компания
Heibei–Nanjing (Yi-Ning Pipeline)	1498	Цзянсу, Шаньдун, Хэбэй	10	Январь 2006	PetroChina
Huaiyang–Wuhan	455	Хэнань, Хубэй	1,5	Декабрь 2006	PetroChina
Jiangdu–Rudong	276	Цзянсу, Чжэцзян, Шанхай	12	Декабрь 2010	PetroChina
Lanzhou–Yinchuan (Lan Yin pipeline)	458	Ганьсу, Нинся, Внутренняя Монголия	3,5	Декабрь 2007	PetroChina
Pinghu–Shanghai	388	Гуандун–Шанхай	0,6	Апрель 1999	CNOOC
Seninglan I	953	Цинхай, Нинся, Ганьсу	3,4	2001	PetroChina
Seninglan II	915	Цинхай, Нинся, Ганьсу	3,3	Ноябрь 2009	PetroChina
Shaanjing I	1256	Шэньси, Шаньси, Хэбэй, Тяньцзинь, Пекин	3,3	1997	PetroChina
Shaanjing II	935	Шэньси, Внутренняя Монголия, Шаньси, Хэбэй, Тяньцзинь, Пекин, Шаньдун	17	2005	PetroChina
Shaanjing III	820	Шэньси, Шаньси, Хэбэй, Пекин	15	Декабрь 2012	PetroChina
Sichuan-Shanghai	2229	Сычуань, Чунцин, Хубэй, Аньхой, Чжэцзян, Цзянсу, Шанхай	12	Март 2012	Sinopec
Запад–Восток I	4200	Синцзян, Ганьсу, Нинся, Шэньси, Шаньси, Хэнань, Аньхой, Цзянсу, Шанхай, Чжэцзян	17	2004	PetroChina
Запад–Восток II	9102	Синцзян, Ганьсу, Нинся, Шэньси, Хэнань, Хубэй, Нунань, Цзянси, Гуандун, Шаньдун, Чжэцзян, Цзянсу, Шанхай, Гуанси	30	Июнь 2011	PetroChina
Запад–Восток II (вост. фаза)				Декабрь 2010	PetroChina
Yacheng–Hong Kong	778	Хайнань, Гонконг	2,9	1994	CNOOC
Yongqing–Qinhuangdao (Yong-tang-qin Pipeline)	320	Хэбэй, Тяньцзинь	9	Июнь 2009	PetroChina
Yulin–Jinan (Восточный сегмент)	1012	Шэньси, Шаньси, Хэнань, Шаньдун	3	Ноябрь 2009	Sinopec
Yulin–Jinan (Западный сегмент)				Декабрь 2010	Sinopec
Zhongwu	1347	Чунцин, Хунань, Хубэй	3	2004	PetroChina
Dalian-Shenyang (Da-Shen Pipeline)	310		8	Конец 2011	PetroChina
Qinhuangdao–Shenyang (Qin-Shen Pipeline)	475	Хэбэй, Ляонин	9	Начало 2011	PetroChina
Taian – Weihai	1024	Шаньдун	11	Первая фаза – июнь 2011 г.	PetroChina
Центральная Азия–Китай	3666	Туркменистан - Синцзян	30	Декабрь 2009	PetroChina
Центральная Азия–Китай (фаза II)				Декабрь 2011	PetroChina
Мьянма–Китай	1727	Юньнань, Гуанси, Чунцин, Сычуань, Гуйчжоу	12	Июль 2013	PetroChina
<b>ВСЕГО ДЕЙСТВУЮЩИЕ</b>			<b>217</b>		
Россия–Китай	–	–	38	–	PetroChina
Запад–Восток III	4661	Синцзян, Ганьсу, Нинся, Шэньси, Хэнань, Хубэй, Хунань, Гуандун	30	2015	PetroChina
Запад–Восток IV, V	2454	Синцзян, Чжуньнань, Yungui, Фуцзянь, Гуандун	45	Обсуждается	PetroChina
Shaanjing IV	1468	Шэньси, Внутренняя Монголия, Шаньси, Хэбэй, Пекин	15	Конец 2015 г. – первая половина 2016	PetroChina
Zhongwei–Guiyang	1613	Нинся, Ганьсу, Шэньси, Сычуань, Чунцин, Гуйчжоу	15		PetroChina
Xin-Yue-Zhe	8280	Синцзян, Ганьсу, Нинся, Шэньси, Хэнань, Шаньдун, Хубэй, Хунань, Цзянси, Чжэцзян, Фуцзянь, Гуандун, Гуанси	30	Обсуждается	Sinopec
Синцзян–Урумчи (coal gas)	4463	Синцзян, Урумчи	30	2016	Sinopec
<b>ВСЕГО ПРОЕКТИРУЕМЫЕ</b>			<b>432</b>		

Источник: ИНЭИ РАН.

Таблица 2 – Основные газопроводы Китая по состоянию на 2013 г.

## ОРГАНИЗАЦИЯ СЕКТОРА

В Китае как таковое отсутствует разделение компаний по типу деятельности (добыча / транспортировка / распределение и реализация). Крупнейшие государственные компании (CNPC, PetroChina, CNOOC и Sinopec) работают по всей длине цепочки поставок, хотя их приоритеты различаются: PetroChina контролирует большую часть трубопроводной системы и сбыт, CNOOC специализируется на шельфовых проектах и газовых электростанциях, Sinopec – на нефтехимии.

CNPC (China National Petroleum Corporation; Китайская национальная нефтегазовая корпорация – КННК) – крупнейшая государственная нефтегазовая компания Китая. CNPC была образована в 1988 г. на базе Министерства нефтяной промышленности КНР, которое с 1955 г. всесторонне занималось разведкой и разработкой нефтегазовых ресурсов Китая [17]. Функции CNPC до 1998 г. главным образом включали добычу нефти и природного газа, а также некоторые правительственные управляющие функции, после реорганизации компания осуществляет интегрированные операции в сегментах апстрим и даунстрим, а также инженерно-техническое сопровождение отрасли. В 2014 г. объем добычи газа компанией составил 95,5 млрд м<sup>3</sup>, включая добычу за пределами Китая [16].

CNPC проводит активную политику в России и Центральной Азии, ее партнерами являются Газпром (в 2014 г. подписано соглашение о поставках природного газа на северо-восток Китая), Новатэк (проект «Ямал СПГ»), Роснефть (подписано соглашение о долгосрочном сотрудничестве – большие планы до падения цен на нефть связывались именно с нефтяным сектором [39]), Лукойл (в 2006 г. было подписано соглашение о стратегическом сотрудничестве), Транснефть (нефтепровод в Китай от ВСТО, введенный в эксплуатацию в 2011 г.), а также центральноазиатские партнеры КазМунайГаз, Узбекнефтегаз, Туркменгаз [18]. Именно CNPC ведет проекты импорта сетевого газа через оформление сотрудничества с иностранными компаниями, а также активное включение в строительство инфраструктуры. В результате такого сотрудничества был построен газопровод «Центральная Азия–Китай» (линия А была запущена в 2009 г.).

Магистральные газопроводы второй линии системы «Запад–Восток» были сданы в эксплуатацию в 2011 г., после чего центральноазиатский газ может быть доставлен до г. Гуанчжоу. Эта система, как и многие другие в Китае (Таблица 2), принадлежит компании PetroChina – дочерней компании CNPC (доля акций, принадлежащих CNPC, – 86% [17]). Компания была образована в 1999 г. (после реорганизации CNPC). Доля PetroChina на рынке природного газа Китая в 2011 г. составляла 71,5%<sup>6</sup> [41]. Компания добыла порядка 87,7 млрд м<sup>3</sup> природного газа в 2015 г. [40, с. 68].

CNOOC (China National Offshore Oil Corporation) – госкорпорация, специализирующаяся на добыче нефти и газа на шельфе. CNOOC была образована в 1982 г. и в настоящее время работает по всей цепочке, включая разведку и добычу, транспортировку, нефтепереработку, маркетинг нефти, нефтепродуктов и природного газа, а также электрогенерацию на газовых ТЭС [14]. Помимо Китая компания работает в 40 странах. Крупнейшие проекты: Rydberg в Мексиканском заливе, Rii-B в Уганде, Blackjack и Ravel в Северном море (сектор Великобритании) и Usan в Нигерии [15]. CNOOC импортирует СПГ и является крупнейшим в Китае оператором электростанций, работающих на природном газе (кроме CNOOC в газовой генерации работают Beijing Enterprises, China Gas, CR Gas, ENN Energy, Kunlun Energy, Tuianj in Jinran, Tianlun Gas, Towngas China). СПГ-терминалы этой компании расположены в провинциях Гуандун, Фуцзянь и Шанхай.

Sinopec (China Petroleum and Chemical Corporation) – крупная интегрированная компания. Контрольный пакет акций принадлежит Sinopec Group [44, с. 7], которая была создана на базе Китайской нефтехимической корпорации (China Petrochemical Corporation) в 1998 г. и по сути является инструментом государственного инвестирования. Sinopec Corporation специализируется на нефтепереработке и нефтехимии. Помимо этого, компания работает в газовой сфере (разведка и добыча, транспортировка, маркетинг) [45]. Основные районы добычи – провинции Шэньси и Сычуань (Таблица 2). Длина газопроводов Sinopec составляет 4500 км, они находятся в собственности и управлении компании Sinopec Gas Company. Два основных газопровода – это Сычуань–Восточный Китай и Шэньси–Шаньдун [46].

---

<sup>6</sup> Согласно отчету, однако часть этой добычи в своей отчетности указывает и CNPC (95 млрд м<sup>3</sup>) [16], что суммарно однозначно превосходит статистические данные добычи в Китае на уровне 107 млрд м<sup>3</sup>.

## ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ И ЦЕНЫ

До 2011 г. в Китае цена для конечного потребителя определялась на основе принципа «cost-plus» («издержки-плюс»), цена на скважине регулировалась правительством, конечная цена газа для потребителей различалась в зависимости от категории, тариф на транспортировку устанавливался правительством и зависел от типа трубопровода.

В 2011 г. привязка цен на газ к ценам на нефтепродукты была введена в провинциях Гуандун и Гуанси: принцип «издержки-плюс» был заменен на принцип рыночной стоимости замещения; определены альтернативные топлива и рынок, по которому будет вестись отсчет (Шанхай). Цена на этом рынке теперь определяется в зависимости от цен на альтернативные источники энергии; на основе положения местного рынка относительно reference market (выше или ниже по цепочке доставки) высчитывается цена на входе на рынок в каждой провинции (gate price), учитывающая направления поставки, стоимость транспортировки, уровень развития. Распределение газа по провинции регулируется местными властями; цены в провинциях должны регулироваться периодически в зависимости от цен на альтернативные источники энергии; проводится либерализация цен на сланцевый газ, угольный метан.

Реформа ценообразования в Китае продолжилась в 2013 г.: привязка газовых цен к ценам на нефтепродукты была распространена на все новые трубопроводные поставки газа; потолок цен на входе в газораспределительную систему по действующим контрактам теперь фиксируется для каждой провинции и каждого сектора; по новым поставкам используется формула, опробованная в 2011 г. В результате, средняя цена на входе в ГРС увеличена с 290 до 340 долл. за тыс. м<sup>3</sup>; цены по уже заключенным контрактам в среднем повышены на 15%; некоторым поставщикам СПГ удалось увеличить контрактную стоимость газа для Китая [55].

Формула для поставок газа в Китае выглядит следующим образом:

$$P_{nat\ gas} = 0,9 \times \left[ 0,6 \times P_{fuel\ oil} \frac{H_{nat\ gas}}{H_{fuel\ oil}} + 0,4 \times P_{LPG} \frac{H_{nat\ gas}}{H_{LPG}} \right] \times (1 + VAT),$$

где

$P_{nat\ gas}$  – цена на газ (gate price) на отсчетном рынке с учетом НДС, единица измерения – юань/м<sup>3</sup>;

$P_{fuel\ oil}, P_{LPG}$  – зарегистрированные на таможне цены на мазут и сжиженный нефтяной газ, единица изм. – юань/кг;

$H_{nat\ gas}, H_{fuel\ oil}, H_{LPG}$  – удельная теплотворная способность.  $H_{nat\ gas}=8000$  ккал/м<sup>3</sup>;  $H_{fuel\ oil}=10000$  ккал/кг;  $H_{LPG}=12000$  ккал/кг.

Таким образом, основные особенности реформы ценообразования на газ в Китае включают переключение с системы «издержки-плюс» на принцип «нетбэк», точка установления цены при этом сдвигается не полностью до цены для конечного потребителя, а до оптовой цены на входе в ГРС; цена определяется по цене на сжиженный нефтяной газ (40%) и мазут (60%), без учета цены на уголь.

Оценивая реформу ценообразования в Китае, М. Чен в исследовании для Оксфордского института энергетических исследований отмечает, что переход к режиму ценообразования по принципу «нетбэк» – это позитивный шаг в развитии более конкурентного газового рынка с разнообразными источниками поставок; стимулирования инвестиций по всей цепочке поставок природного газа, установления более эффективного регулирования сетевого импорта, объем которого с 2011 г. превысил импорт СПГ [13, с. 33]. Кроме того, реформа ценообразования в Китае позволит импортирующим компаниям покупать газ по более высоким международным ценам и не терпеть убытки при перепродаже его на внутреннем рынке. Кроме того, повысится рентабельность собственной добычи, в том числе из нетрадиционных источников. Выбор в пользу ценообразования по принципу «нетбэк» вместо регулируемого ценообразования в Китае в данном случае представляется более чем обоснованным.

## ЗАДАЧИ КИТАЙСКИХ КОМПАНИЙ

1. Выстраивание полной цепочки поставок (контроль всех сегментов от добычи до конечного потребителя в Китае) и, как результат, довольно широкое присутствие китайских компаний в проектах добычи и экспорта по всему миру.

2. Географическая диверсификация поставок.
3. Не только СПГ, но и газопроводы.
4. Обеспечение соответствие уровня цен внутри страны и импортного природного газа за счет (1) реформы ценообразования, фактически приведшей к повышению внутренних цен на газ в Китае на фоне высоких цен на газ в АТР, и (2) обеспечения оптимальных ценовых условия (контракт с Россией 2014 г. и последовавшие скидки на поставки СПГ из Австралии).
5. Стимулирование добычи природного газа внутри страны, в том числе из нетрадиционных источников.



# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основой функционирования рынка природного газа в Восточной Азии остаются долгосрочные контракты, и это обусловлено приоритетами компаний, импортирующих природный газ в страны региона. Сам по себе долгосрочный контракт является механизмом поддержания безопасности поставок, и покупатели заинтересованы в том, чтобы определенная часть их спроса покрывалась за счет таких обязательств. При этом контракт не заставляет стороны использовать нефтяную привязку по умолчанию – европейский опыт показывает, что в долгосрочных контрактах возможна значительная доля индексации по ценам на хабах.

**Работа с японскими компаниями.** Снижение импортных цен СПГ в результате падения цен на нефть 2014–2015 гг. сняло остроту с вопроса о механизмах ценообразования для импортируемого СПГ (от нефтяной привязки к альтернативным способам ценообразования). Тем не менее задача по диверсификации типов контрактов остается важной для японских компаний. Кроме того, важными аспектами СПГ-стратегии Японии являются диверсификация закупок, диверсификация типов контрактов, заинтересованность в более гибкой системе торговли СПГ за счет сотрудничества с международными партнерами. Ниша для российских компаний есть, и поставки СПГ с Сахалина – явный тому пример. Стратегический подход к работе с японскими компаниями – это детальный анализ основных импортирующих компаний, небольшие контракты средней длительности, гибридная формула цены.

**Работа с корейскими компаниями.** Приоритеты корейских компаний, импортирующих СПГ, в некоторых аспектах схожи между собой, однако роль, которую компании играют на внутреннем рынке, определяет разницу их подходов. С компанией Kogas – крупнейшим импортером СПГ, имеющим монопольное положение на внутреннем рынке, – можно идти по пути стратегического партнерства. Posco работает по традиционной схеме долгосрочных контрактов с поставщиками, и значение для нее имеют привязки внутри контракта и возможность приобретения СПГ на спотовом рынке. Стратегия выстраивания стратегического партнерства также подходит, однако в отличие от компании Kogas перспективы роста спроса компании Posco меньше зависят от сезонности и больше от собственно промышленных циклов на предприятии, в работе которого используется природный газ. Иные менее крупные импортеры в условиях высоких цен на СПГ по долгосрочным контрактам были заинтересованы в альтернативных механизмах ценообразования, в частности в привязке к НН. Стратегии работы с такими компаниями будут схожи с теми, что используются с японскими импортерами СПГ. Ключевыми показателями для них будут цена СПГ и, соответственно, возможность получения выручки.

**Работа с китайскими компаниями.** Китайские компании выстраивают полные цепочки поставок (контроль всех сегментов от добычи до конечного потребителя в Китае) и в результате активно присутствуют в проектах добычи и экспорта по всему миру. Газпром (и центральноазиатские компании) работают с компанией CNPC, которая является продуктом реорганизации министерства энергетики КНР в 1988 г. (и в этом ее роль в китайском контексте очень похожа на роль Газпрома в России). Россия вписывается в китайскую стратегию диверсификации поставок, причем не только поставок СПГ, но и сетевого газа.

Ключом к наращиванию присутствия на восточноазиатском рынке, таким образом, является работа с ключевыми компаниями на базе стратегического партнерства. Ценовая конкурентоспособность российского газа является необходимым условием для такого партнерства.

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Газпром Россия и Китай подписали Рамочное соглашение о поставках газа по «западному» маршруту // Новости «Газпрома» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/november/article205858/> (дата обращения: 25.05.2015).
2. Chen Y. Development Strategies of the Chinese Natural Gas Market. The Hague, 2013.
3. IEA Energy Policies of IEA Countries: Japan 2008 Review / IEA, Paris: OECD / IEA, 2008. 120 с.
4. IEA Energy Policies of IEA Countries: The Republic of Korea 2012 Review / IEA, Paris: OECD / IEA, 2012. 140 с.
5. IEA World Energy Outlook / IEA, Paris: OECD / IEA, 2014.
6. IEA World Energy Statistics and Balances / IEA, Paris: OECD/IEA, 2014.
7. Mitrova T. Russian LNG : The Long Road to Export. Paris, 2013.
8. OGI Gazprom, CNPC Sign 30-year Natural Gas Supply Contract // Oil & Gas Journal [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ogj.com/articles/2014/05/gazprom-cnpc-sign-30-year-natural-gas-supply-contract.html> (дата обращения: 25.05.2015).
9. BP Statistical Review of World Energy / BP, London: BP, 2013. 48 с.
10. BP Statistical Review of World Energy / BP, London: BP, 2014. 48 с.
11. BP Statistical Review of World Energy. London, 2015.
12. BP Statistical Review of World Energy. London, 2016.
13. Chen M. The Development of Chinese Gas Pricing: Drivers, Challenges and Implications for Demand / M. Chen, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2014. 46 с.
14. CNOOC Company Overview [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cnooc.com.cn/col/col6141/index.html> (дата обращения: 08.05.2016).
15. CNOOC Oil and Gas Exploration and Development [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cnooc.com.cn/col/col6301/index.html> (дата обращения: 08.05.2016).
16. CNPC Обзор ключевых показателей за последние три года [Электронный ресурс]. URL: [http://www.cnpc.com.cn/ru/zdsjyl/sjyl\\_index.shtml](http://www.cnpc.com.cn/ru/zdsjyl/sjyl_index.shtml) (дата обращения: 08.05.2016).
17. CNPC История развития [Электронный ресурс]. URL: [http://www.cnpc.com.cn/ru/fzlc/fzlc\\_index.shtml](http://www.cnpc.com.cn/ru/fzlc/fzlc_index.shtml) (дата обращения: 08.05.2016).
18. CNPC CNPC в регионе Средней Азии - России [Электронный ресурс]. URL: <http://www.cnpc.com.cn/ru/fzlc/201507/087dd32185434ab3b8956203313ece48.shtml> (дата обращения: 08.05.2016).
19. EIA China // International Energy Data and Analysis [Электронный ресурс]. URL: <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CHN> (дата обращения: 05.05.2016).
20. FEPC Japan's Vulnerable Energy Supply Situation // The Federation of Electric Power Companies of Japan [Электронный ресурс]. URL: [http://www.fepec.or.jp/english/energy\\_electricity/supply\\_situation/index.html](http://www.fepec.or.jp/english/energy_electricity/supply_situation/index.html) (дата обращения: 03.05.2016).
21. Flower A. LNG Pricing in Asia – Japan Crude Cocktail (JCC) and 'S'-Curves под ред. J. Stern, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2008. 405–409 с.
22. Fridley D. Natural Gas in China под ред. J. Stern, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2008. 7–65 с.
23. GIIGNL The LNG Industry: 2016 Edition / GIIGNL, Neuilly-sur-Seine: GIIGNL, 2016. 35 с.
24. Harrison S.S. China, Oil, and Asia: Conflict Ahead? / S.S. Harrison, New York: Columbia University Press, 1977. 317 с.
25. Henderson J., Mitrova T. The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Strategy / J. Henderson, T. Mitrova, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2015. 82 с.
26. Higashi N. Natural Gas in China: Market Evolution and Strategy. Paris, 2009.
27. IEA World Energy Outlook / IEA, Paris: OECD / IEA, 2015. 726 с.
28. IGU Wholesale Gas Price Survey - 2015 Edition / IGU, Fornebu: International Gas Union, 2015. 31 с.
29. IGU World LNG Report / IGU, Fornebu: International Gas Union, 2016. 88 с.
30. Korea Gas Corporation Results of FY2015. Seoul, 2016.
31. LBNL Key China Energy Statistics 2014 / LBNL, Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2014. 60 с.

32. Li Y. [и др.]. A Comparison of Natural Gas Pricing Mechanisms of the End-User Markets in USA, Japan, Australia and China. Perth, Western Australia, 2013.
33. Macquarie China Oil & Gas: A Better Tomorrow. 2013.
34. METI Spot LNG Price Statistics [Электронный ресурс]. URL: <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/> (дата обращения: 23.04.2016).
35. Mironova I. Russia's Gas Deal with China is Huge. Here's why // Russia Direct [Электронный ресурс]. URL: <http://www.russia-direct.org/opinion/russias-gas-deal-china-huge-heres-why> (дата обращения: 13.01.2016).
36. Miyamoto A. Natural Gas in Japan под ред. J. Stern, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2008. 116–173 с.
37. Paik K.-W. Gas and Oil in Northeast Asia. Policies, Projects and Prospects / K.-W. Paik, 1995. 274 с.
38. Paik K.-W. Natural Gas in Korea под ред. J. Stern, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2008. 174–219 с.
39. Paik K.-W. Sino-Russian Gas and Oil Cooperation: Entering into a New Era of Strategic Partnership? / K.-W. Paik, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2015. 47 с.
40. PetroChina Sustainability Report. Beijing, 2015.
41. PetroChina Natural Gas and Pipelines [Электронный ресурс]. URL: [http://www.petrochina.com.cn/ptr/trqygd/commonlist\\_norig.shtml](http://www.petrochina.com.cn/ptr/trqygd/commonlist_norig.shtml) (дата обращения: 08.05.2016).
42. Posco Report 2014: Integrated Report of Economic, Environmental and Social Sustainability. Pohang, 2015.
43. Rogers H., Stern J. Challenges to JCC Pricing in Asian LNG Markets / H. Rogers, J. Stern, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2014. 65 с.
44. Sinopec 2015 Annual Report and Accounts. Beijing, 2015.
45. Sinopec Our Company [Электронный ресурс]. URL: [http://english.sinopec.com/about\\_sinopec/our\\_company/20100328/8532.shtml](http://english.sinopec.com/about_sinopec/our_company/20100328/8532.shtml) (дата обращения: 08.05.2016).
46. Sinopec General Information of the Pipeline Network and Sales of Sinopec Gas Company [Электронный ресурс]. URL: [http://english.sinopec.com/products\\_service/nature\\_gas/](http://english.sinopec.com/products_service/nature_gas/) (дата обращения: 08.05.2016).
47. SK E&S Global Business: Overview [Электронный ресурс]. URL: <http://www.skens.com/en/sk/content/view.do?cate=energy&m1=overseasbusiness#map-sing> (дата обращения: 04.05.2016).
48. SK E&S LNG Business: Overview [Электронный ресурс]. URL: <http://www.skens.com/en/sk/content/view.do?cate=energy&m1=lng> (дата обращения: 04.05.2016).
49. SK News The First Import of Shale Gas by a Korean Private Company [Электронный ресурс]. URL: <http://www.sk.com/Channel/News/view/1138> (дата обращения: 04.05.2016).
50. Tepco Rate Calculation [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tepco.co.jp/en/customer/guide/ratecalc-e.html> (дата обращения: 03.05.2016).
51. Tokyo Gas Gas Rates for June 2016 based on Fluctuation in Gas Resource Cost and Adjustment of Gas Rates (Tokyo District). Tokyo, 2016.
52. Tokyo Gas Initiatives by the Tokyo Gas Group. Tokyo, 2016.
53. Газпром Восточная газовая программа // Gazprom.ru [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/east-program/> (дата обращения: 19.05.2016).
54. Кодэра Н. 日本のエネルギーは今後どうなる [Энергетическое будущее Японии] [Электронный ресурс]. URL: <http://monoist.atmarkit.co.jp/mn/articles/1111/25/news019.html> (дата обращения: 03.05.2016).
55. Кушкина К. Дешевый газ для Китая закончился: В стране проведена очередная ценовая реформа // Oil & Gas Journal Russia. 2013. № 8. С. 30–34.