

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова»

На правах рукописи

Пакин Алексей Константинович

**ЭКСПОРТ РОССИЙСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В СТРАНЫ ЕВРОПЫ:
ПЕРСПЕКТИВЫ, ВЫЗОВЫ, РИСКИ**

08.00.14 — Мировая экономика

**Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук**

Научный руководитель
Член-корреспондент РАН,
доктор экономических наук, профессор
Хасбулатов Руслан Имранович

Москва – 2018

Оглавление

Введение.....	3
Глава 1 Роль природного газа в трансформации мировых энергетических рынков	11
1.1 Изменение роли природного газа в формировании мирового энергобаланса	11
1.2 Современные тенденции развития газовых рынков.....	24
1.3 Вызовы и риски для российских экспортеров природного газа на современном этапе развития энергетических рынков	56
Глава 2 Эволюция энергетической политики ЕС. Позиция России на европейском рынке газа на современном этапе.....	71
2.1 Эволюция энергетической политики ЕС	71
2.2 Риски, проблемы и противоречия имплементации Третьего энергетического пакета (ТЭП).....	88
2.3 Анализ показателей экспорта российского газа в Европу на современном этапе.....	108
Глава 3 Возможности и перспективы снижения рисков при поставках российского газа на европейский рынок.....	120
3.1 Возможности диверсификации и оптимизации поставок российского газа на европейский рынок	120
3.2 Оценка рисков строительства газопровода «Северный поток – 2».....	132
3.3 Оценка рисков ценовой конкурентоспособности российского газа на европейском рынке в условиях роста экспорта американского СПГ	147
Заключение	166
Список литературы	169
Приложение А. Таблицы к расчетам.....	192

Введение

Актуальность темы диссертационного исследования. Повышение роли природного газа в мировом энергобалансе происходит на фоне глубоких трансформационных изменений мировой энергетики: наблюдаются признаки наличия глубоких качественных изменений за счет внедрения новых технологий управления системами энергетики, в первую очередь на базе искусственного интеллекта. Прорывные технологические решения, включая усовершенствованные технологии сжижения газа, удешевление его транспортировки, хранения и доставки конечным потребителям внесли кардинальные изменения в формы и методы мировой торговли. Расширение числа рыночных игроков, выход производителей сланцевого газа США на внешние рынки. Наряду с развитием инструментов биржевой торговли и краткосрочных сделок в газовых хабах изменяется характер газовых рынков. Ускоренный рост торговли сжиженным газом, расширяющий географию международных поставок, и ведет к росту рисков и возникновению новых вызовов для российских экспортеров природного газа.

При этом реформирование европейского рынка газа, официально начавшееся с 1998 г. и ускорившееся после принятия в 2009 г. Третьего энергопакета, продолжается на уровне имплементации развивающих его документов и сопровождается глубокими противоречиями. Для России, которая является крупнейшим экспортером трубопроводного газа в Европу, крайне актуальным является вопрос постоянной адаптации экспортной стратегии к политико-экономическим реалиям с целью дальнейшего улучшения условий и развития экспорта российского газа на рынок Европы. Поиск путей оптимизации поставок российского газа на европейский рынок остается актуальной научно-практической задачей.

Степень разработанности проблемы. Общие проблемы развития мировой экономики, европейской интеграции и энергетических рынков нашли глубокое отражение в трудах известных отечественных ученых: А.Н. Дмитриевского,

А.А. Дынкина, А.А. Макарова, А.М. Мастепанова, Ю.А. Плакиткина, А.Н. Спартака, Е.А. Телегиной, В.Е. Фортова, В.П. Федорова, Р.И. Хасбулатова и др.

Глубокие исследования различных аспектов эволюции европейской экономики и европейского газового рынка проведены в работах М.А. Беловой, И.С. Гладкова, И.В. Гудкова, Геллер Е.И., А.В. Деденкулова, Н.Ю. Кавешникова, А.А. Конопляника, В.А. Кулагина, В.К. Маркова, Т.Е. Макаровой, С.И. Мельниковой, Т.А. Митровой, И.Ю. Мироновой, Т.А. Романова, В.С. Циренщикова и др.

Современная научная проблематика в сфере мировой нефтегазовой промышленности и энергетической интеграции изучена в трудах таких российских ученых, как О.Б. Брагинский, В.В. Бушуев, Л.М. Григорьев, С.В. Жуков, А.С. Иванов, И.Е. Матвеев, К.Н. Миловидов, В.К. Поспелов, Л.Л. Разумнова, Н.А. Симония, В.П. Сорокин, А.Д. Хайтун, Г.О. Халова и др.

В работе учтены результаты исследований зарубежных ученых по актуальным проблемам функционирования европейского газового рынка, в том числе С. Альтерман (S. Alterman), Т. Броса (T. Bros), П. Дэвиса (P. Davies), А. Ковашевича (Al. Kovacevic) А. Оноре (A. Honoré), Б. Петрович (B. Petrovich), Д. Робинсона (D. Robinson), Х. Роджерса (H. Rogers), Дж. Стерна (J. Stern), Дж. Хендерсона (J. Henderson), П. Хизера (P. Heather), Д. Эстрады (J. Estrada), К. Яфимовой (K. Yafimava) и др.

Результаты ряда фундаментальных и прикладных исследований в области изучения мировой энергетики и газовых рынков, энергетической политики и институциональной теории, полученные российскими и зарубежными учеными, оказали существенное влияние на формирование авторской позиции. Среди них следует особенно выделить труды российских ученых: монографии — «Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России» под редакцией А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой (2015 г.); коллективные исследования экспертов НИУ ВШЭ и ИНЭИ РАН «Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды» под редакцией В.А. Кулагина и

Т.А. Митровой (2015 г.), «Газовый рынок ЕС: эпоха реформ», проведенное авторами С.И. Мельниковой, Е.И. Геллер, Т.А. Митровой, В.А. Кулагиным (2016 г.), а также прогнозные оценки, подготовленные ИНЭИ РАН совместно с Аналитическим центром при правительстве Российской Федерации — «Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г.». Вместе с тем, появление новых количественных данных и тенденций, характеризующих текущее развитие газового рынка, позволяют обобщить и продолжить имеющиеся исследования в указанном направлении.

Цель исследования состоит в разработке предложений по снижению рисков поставок российского природного газа на европейский рынок и совершенствованию экспортной стратегии ПАО «Газпром» на основе авторской модели анализа рисков.

Для достижения поставленной цели в диссертации определены и решены **следующие задачи:**

- выявить особенности современного этапа в развитии мировой энергетики, роль природного газа в мировом энергобалансе и перспективы изменения его структуры;
- проанализировать риски и вызовы, возникающие для российских компаний-экспортеров природного газа на современном этапе развития мировых энергетических рынков;
- проанализировать основные этапы эволюции энергетической политики ЕС и выявить особенности современной трансформации институциональной структуры газового рынка ЕС;
- провести анализ показателей экспорта российского газа в Европу, а также сценариев прогноза российских поставок в соответствии с прогнозами долгосрочной динамики европейского рынка;
- определить возможности и перспективы снижения рисков поставок российского природного газа на европейский рынок, в том числе оценить риски строительства газопровода «Северный поток-2» и ценовую

конкурентоспособность российского газа в условиях роста экспорта американского СПГ.

Объектом исследования являются экономические отношения между Россией и странами ЕС, а также между ПАО «Газпром» и европейскими компаниями – импортерами российского природного газа.

Предметом исследования является экспорт российского природного газа на европейский рынок.

Область исследования диссертационной работы соответствует требованиям Паспорта ВАК Минобрнауки России по специальности 08.00.14 – Мировая экономика: п. 22 Развитие международной транспортной инфраструктуры и телекоммуникаций, их роль в интернационализации мирохозяйственных связей, п. 26 Внешнеэкономические интересы России на мировом рынке и в отношениях с отдельными странами и группами стран. Геоэкономические проблемы России, ее стратегические приоритеты и внешнеэкономические перспективы.

Хронологические рамки исследования охватывают период 2006-2018 гг., что обусловлено сроками институциональных реформ на европейском газовом рынке.

Теоретической основой диссертации послужили научные подходы, концептуальные положения новой институциональной теории, теории конкуренции, энергетической безопасности, экономических циклов и инновационного развития, теории глобализации и экономической интеграции, концепции устойчивого развития, теории управления рисками и др.

Методологическую основу исследования составили общенаучные методы: анализ, синтез, метод группировок, графический, логический и исторический подход, сравнительный и статистический анализ, имитационное моделирование.

Информационно-статистическая база исследования сформирована на основе статистических данных Международного энергетического агентства, Международного валютного фонда, Всемирного банка, Мирового энергетического совета, Международного газового союза, Института энергетики НИУ ВШЭ и ИНЭИ РАН, Администрации энергетической информации США, Организации

стран-экспортеров нефти, мировых энергетических компаний *ExxonMobil*, *British Petroleum*, *Cedigaz*, *Bloomberg*, *Platts* и др. Активно использовались информационные материалы Министерства энергетики Российской Федерации, Аналитического центра при правительстве Российской Федерации, официального сайта Европейского Союза и Европейской Комиссии, европейского объединения сетевых операторов *ENTSO*G, консалтинговой фирмы *East European Gas Analysis*, а также корпоративные материалы ПАО «Газпром». Автор также опирался на публикации в периодических специализированных отраслевых изданиях, таких как «Нефть России», «Нефтегазовая вертикаль», «*Oil and Gas Journal Russia*», «Мировая энергетика», «Энергетическая политика», «Научный журнал Российского газового общества», «Энергетический бюллетень Аналитического центра при правительстве РФ», «Мировая экономика и международные отношения», «Современная Европа», «Энергетика и геополитика», «РБК», «*Forbes*» и др.

Научная новизна исследования заключается в формировании комплексного подхода к анализу рисков поставок российского природного газа на европейский рынок. Проведенное исследование трансформации мировых газовых рынков на современном этапе, наряду с исследованием особенностей европейской энергетической политики позволило определить новые возможности и перспективы снижения рисков при поставках российского газа на европейский рынок, включая возможности диверсификации и оптимизации поставок. Была выполнена подробная оценка рисков реализации проекта «Северный поток-2», а также рисков ценовой конкурентоспособности российского газа в условиях роста экспорта американского СПГ.

Наиболее существенные результаты, определяющие научную новизну исследования, полученные лично автором и выносимые на защиту, заключаются в следующем:

1. Установлено, что на современном этапе развития мировой энергетики возрастает роль природного газа в мировом энергобалансе, вместе с тем, доля ископаемого топлива снижается. В силу более высокой экологической чистоты,

крупнейшие потребители топливно-энергетических ресурсов, особенно – Китай и Индия – стремятся заместить уголь в энергопотреблении природным газом и возобновляемыми источниками энергии. Мировое производство природного газа поддерживается освоением ресурсов континентального шельфа, а также нетрадиционных запасов, а мировая торговля природным газом значительно расширяется, прежде всего, за счет СПГ.

2. Выявлено, что в результате трансформации мирового энергетического рынка российские компании-экспортеры природного газа столкнулись с изменением структуры мирового спроса. Ряд крупнейших традиционных импортеров газа стремятся перейти на самообеспечение, осваивают новые технологии добычи и переработки энергетических ресурсов. В долгосрочной перспективе спрос на европейском рынке, который пока еще остается основным для российских компаний-экспортеров природного газа, с высокой вероятностью будет замедляться. Появление новых производителей, рост значимости нетрадиционных ресурсов углеводородов и ускоренное развитие ВИЭ ведут к ужесточению конкуренции на европейском энергетическом рынке.

3. Определены ключевые направления энергетической политики ЕС зафиксированы в трех энергетических пакетах. В частности, в Третьем энергопакете (ТЭП) основными целями развития энергетической политики ЕС обозначены обеспечение безопасности энергоснабжения, повышение энергоэффективности, диверсификация маршрутов и источников энергетических поставок, создание газовых хабов и развитие европейской газотранспортной системы. Однако выборочное, субъективное и непоследовательное внедрение ряда регламентов ТЭП увеличивает риски, как для ЕС, так и его партнеров.

4. Доказано, что несмотря на нестабильность мировых энергетических рынков, в последние годы спрос на российский газ в Европе устойчиво возрастает. Основными факторами роста спроса на российский газ в Европе выступают низкая ценовая конъюнктура, сокращение собственной добычи, а также климатические условия. При этом западные санкции не оказали существенного влияния на производственные показатели российской газовой отрасли, и российские компании

проводят активную политику развития новых экспортных маршрутов для поставок газа в Европу (проекты «Северный поток» и «Северный поток-2», «Ямал–Европа», «Ямал–Европа-2», «Голубой поток, «Турецкий поток»). В работе обосновано, что российские экспортные мощности в европейском направлении будут использоваться с максимальной эффективностью.

5. Разработана авторская модель анализа рисков российских экспортных поставок газа в Европу. Было выявлено, что основными рисками являются политические риски, которые могут привести к увеличению сроков строительства газопровода. Но подобный сценарий следует считать маловероятным ввиду высокой потребности европейского рынка в поставках российского газа. Также предложена авторская модель анализа ценовой конкуренции американского СПГ на европейском рынке при реализации проекта «Северный поток-2». Модель предусматривает возможность сопоставления сценарных прогнозов цен на американский СПГ и цен на газ на европейском рынке. В большинстве рассмотренных сценариев поставки американского СПГ на европейский рынок характеризуются низкой ценовой конкурентоспособностью по сравнению с уровнем рыночных цен на газ в странах Европы. Таким образом, был сделан вывод, что реализацию риска со стороны поставок американского СПГ на европейский рынок следует признать крайне маловероятной.

Теоретическая значимость исследования состоит в том, что полученные в ходе исследования результаты расширяют научное представление о тенденциях и факторах, определяющих функционирование европейского газового рынка на современном этапе, и могут быть применимы в качестве теоретической базы для разработки практических решений в области развития сотрудничества России и Европы в энергетической сфере.

Практическая значимость исследования. Положения и выводы диссертации могут быть использованы компаниями нефтегазового отрасли, заинтересованными в развитии газодобычи в России и производстве СПГ, а также отраслевыми министерствами при разработке энергетической и внешнеэкономической политики. Статистический и аналитический материал

диссертации может быть полезен при чтении учебных курсов «Международная торговля», «Современные товарные рынки», а также спецкурсов «Энергетическая политика» и «Ценообразование на газовых рынках».

Апробация результатов исследования. Полученные результаты диссертационного исследования докладывались автором на российских и международных научных конференциях, в том числе «Геополитические риски современной мировой экономики» (РЭУ им. Г.В. Плеханова, декабрь 2014 г., г. Москва), «Региональная интеграция на пространстве СНГ» (РЭУ им. Г.В. Плеханова, декабрь 2015 г., г. Москва), «Экономика и менеджмент: от теории к практике» (ИЦРОН, август 2016 г., г. Ростов-на-Дону), «Актуальные вопросы экономики, менеджмента и финансов в современных условиях» (ИЦРОН, январь 2018 г., г. Санкт-Петербург).

Выводы и результаты исследования прошли апробацию в учебном процессе в ФГБОУ ВО «РЭУ им. Г.В. Плеханова» и ФГБОУ «Государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», а также были учтены в практической деятельности Департамента международного сотрудничества Министерства энергетики Российской Федерации.

Публикации. Основные результаты диссертации отражены в 12 научных публикациях общим объемом 6,8 п.л. (авторских - 4,65 п.л.), в т. ч. 6 публикаций общим объемом 4,7 п.л. (авторских – 2,55 п.л.), из Перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты на соискание ученой степени кандидата наук.

Структура работы обусловлена целью, задачами исследования и состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников и приложений.

Глава 1 Роль природного газа в трансформации мировых энергетических рынков

1.1 Изменение роли природного газа в формировании мирового энергобаланса

Энергетика, как и другие сектора экономики, развивается на основе циклично-генетических закономерностей. В ее динамике отражаются все фазы долгосрочных и сверхдолгосрочных циклов, смена технологических укладов (примерно один раз в полвека) и технологических способов производства (раз в несколько столетий). Смена доминирующего энергоресурса происходит в результате межтопливной конкуренции, вовлечением в хозяйственный оборот новых источников энергии, позволяющих увеличить количество доступных для человечества вариантов удовлетворения энергетических нужд.

Появление нового энергоресурса сопровождается инновационными всплесками, частичным вытеснением ранее доминирующего ресурса (в процессе межпродуктовой конкуренции) и объясняется его более высокой теплотворностью.

Глобализация мировой экономики, сопровождающаяся интенсификацией использования ресурсов планеты, стимулирует развитие антропогенной энергетики как совокупности средств преобразования энергии в формы, полезные для человеческой жизнедеятельности [62]. В настоящее время антропогенная энергетика в 15 раз превышает совокупную энергию живущих на Земле людей и в 60 раз — их мощность; достигает 5 % энергии процессов фотосинтеза, обеспечивающих жизнь на Земле, но пока неразличима на космическом уровне [142].

Главными драйверами развития антропогенной энергетики, которое носит циклический характер, являются растущий спрос на энергию и научно-технический прогресс (НТП), охватывающий цепочку технологических

преобразований от извлечения первичных энергоресурсов из природной среды до превращения энергоносителей в многообразные виды конечной энергии [142]. Циклический характер эволюции мировой энергетики, представленный тремя историческими этапами, определяется спецификой в постадийном развитии двух основных ее драйверов и вовлечением в хозяйственный оборот различных видов энергии под влиянием межпродуктовой конкуренции.

На первом этапе (1860 г. — начало Великой депрессии 1929-1933 гг.) происходит вытеснение дров и двигательной силы животных углем и паровыми машинами. На втором этапе (1930-1980 гг.) — снижается роль угля в мировом потреблении энергоресурсов за счет использования двигателя внутреннего сгорания, который, в значительной степени, замещается нефтепродуктами — наступает «эра нефти» [179], характеризующаяся ростом конкуренции между различными видами углеводородов и нетопливными источниками в электроэнергетике, наличием ограничений в замещении нефти как моторного топлива другими видами энергии [173]. На третьем этапе (конец XX - начало XXI в.) происходит снижение доли нефти в пользу экологически более «чистых» энергоресурсов – природного газа и возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Признание приоритета ценности экологической чистоты в процессе преодоления «слепоты современной экономической системы» [115] становится одним из основных принципов построения постиндустриального общества.

При отсутствии крупных технологических прорывов в энергетике в этот период происходит значительное расширение ресурсной базы и рост взаимозаменяемости энергоносителей за счет внедрения технологий добычи глубоководной и трудно извлекаемой нефти, гидроразрыва пласта, использования биомассы, газотурбинных, ветровых и атомных электростанций, солнечных батарей и др.

Проведенный анализ доказывает, что элементы последующего технологического уклада всегда возникают в недрах предыдущих укладов. Спецификой шестого технологического уклада является необходимость прямого участия человеческого сознания, которое становится самостоятельной

производительной силой. Поэтому новые научные теории конца XX – начала XXI века стали формироваться на идее зависимости современных социально-экономических институтов от предшествующего развития («path dependence»), что схоже с аналогичной зависимостью в сфере технологий, опирающейся на абсолютную ценность адаптации к существующей практике.¹

Современная трансформация мировой энергетики проходит в рамках концепции «энергетической трилеммы» («energy trilemma»), включая энергетическую безопасность (energy security), энергетическое равенство, (energy equity) и экологическую устойчивость (environmental sustainability) [210], то есть три тесно взаимосвязанные системы роста – экономическую, социальную и экологическую. В последние годы данная концепция была дополнена философией «Великого перехода» («Great Transition») – созданием принципиально новых условий для развития глобальной энергетики, таких как низкие темпы роста мирового населения, усиление геополитической мощи Азии, осознание новых экологических вызовов и планетарных границ.

Концепция «энергетической трилеммы» является идеологической базой для прогностических сценариев энергетического будущего, разрабатываемых Мировым энергетическим советом, МИРЭС (World Energy Council) в сотрудничестве с Accenture Strategy и Институтом Пауля Шерпера (Paul Scherrer Institute - PSI). В рамках данной концепции [194] разработан инструмент количественной оценки устойчивости национальных энергетических систем, который позволяет ранжировать страны по трем показателям трилеммы², и с 2010 г. выпускает Мировой обзор индекса энергетической трилеммы на основе индекса энергетической устойчивости. Данная методика позволяет оценить способность стран находить баланс между показателями трилеммы, что является важнейшим

¹ Эти теории нацелены на то, чтобы обосновать закономерности исторического развития, включая причины технологического отставания конкретных стран и регионов. Среди наиболее популярных концепций следует отметить теорию инновационного развития Брайана Артура (Arthur, 1990) [155] и теорию техноценоза В.В. Фуфаева [135], а также исследования в области закономерностей формирования социально-экономических структур Р.Нуреева, С. Глазьева, Д.Львова, В. Рыбцова, Б. Кудрина, М. Паршина и др. [67]

² А- лучшая оценка показателя, В – средняя оценка, D- худшая оценка.

фактором их устойчивого развития и залогом экономического благосостояния. [212]. В ходе поиска оптимального решения энергетической трилеммы происходит формирование предсказуемой и стабильной политики, снижение рисков и изыскание средств для реализации проектов устойчивой энергетики [172]. Баланс достигается в результате развития энергетики по пяти направлениям: модернизация системы энергоснабжения; расширение доступа к энергообеспечению; адресное субсидирование (в целях расширения доступности энергии); повышение энергоэффективности и управление спросом на энергию; декарбонизация энергетического сектора [212].

По данным МЭА, повышение эффективности использования энергии в 2016 г. в стоимостном эквиваленте оцениваются как 20% импорта нефти и 23% импорта природного газа. В Германии и Великобритании повышение энергоэффективности привело к экономии газа, стоимость которого эквивалентна 30% всего европейского импорта из России. [210] В дальнейшем улучшения в этой сфере связаны с совершенствованием работы самого энергетического сектора, в том числе за счет широкого использования более эффективных угольных установок и ПГУ, а также с распространением цифровых технологий, интеллектуальных сетей и декарбонизацией.

Переход к новому укладу сопровождается быстрым развитием мирового газового рынка, что предполагает увеличение доли в торговле газом альтернативных трубопроводам видов его поставки потребителю, в частности за счет роста торговли сжиженным природным газом (СПГ). Прямым следствием увеличения доли газа в потреблении ПЭР является не только возрастание роли СПГ, но и усиление конкуренции между крупнейшими поставщиками «голубого топлива», что оказывает понижающее давление на цены энергоресурсов.

На современном этапе отмечается более равномерное распределение в производстве и потреблении всех освоенных видов энергоресурсов (особенно четко в структуре энергопотребления группы развитых стран), а также рост удельного веса экологически чистых видов. Так, согласно данным International Energy Outlook 2017, в 1990-2015 гг. доля газа и альтернативных традиционным

углеводородным ресурсам источников энергии возросла в потреблении ПЭР на 8% при аналогичном сокращении доли угля и нефти. В 1973-2015 гг. за счет сокращения на 15,1% доли нефти в общем предложении первичной энергии (ОППЭ), произошло увеличение удельного веса газа с 16,0 до 21,4%, угля - с 24,5 до 28,9%, ВИЭ, остальных видов энергоресурсов (с 13,3 до 18,6%). Наибольший относительный прирост наблюдался в производстве атомной энергии. (Рисунки – 1, 2).

В странах ЕС наиболее важную роль в производстве первичных энергетических ресурсов (ПЭР) играет ядерная энергия с долей в 28,7% от общего объема. Значение ядерной энергии особенно высоко во Франции, где на его долю приходилось более 4/5-ых национального производства первичной энергии, в то время как в Бельгии эта доля была три четверти, в Словакии – 2/3-ти. В других странах доля составляла менее 50%. На долю возобновляемых источников энергии приходится 24,3%, твердого топлива - 19,7%, доля природного газа была несколько ниже (16,7%). Сырая нефть (9,1%) вносит наименьший вклад в производство ПЭР.

В 2003-2015 гг. темпы роста производства энергии из возобновляемых источников в странах ЕС превысили все другие виды энергии. В данный период производство ВИЭ увеличилось на 88,4%, тогда как уровень производства энергии из других ПЭР в целом понизился. Наибольшее сокращение наблюдалось для сырой нефти (54,0%), природного газа (34,6%) и твердого топлива (24,9%), для ядерной энергетики (12,0%).

Роль отдельных видов ПЭР в потреблении значительно дифференцирована по отраслям [48, С.26]. Примерно половина мирового потребления газа в 1973 г. приходилась на промышленность и к 2015 г. сократилась на 17%, тогда как на транспорте осталась неизменной в 4%, а в других секторах возросла на 14%.

Более детальный анализ использования газа по секторам экономики показывает, что доля газа наряду с электроэнергией значительна в жилищном секторе и сфере услуг в странах ОЭСР, тогда как на транспорте превалирует нефть [175]. Также газ играет существенную роль в жилищном секторе Евразии, так как в 2000-х годах начинает активно использоваться в жилищном секторе КНР, однако

приоритет сохраняется за ВИЭ. В целом в странах вне ОЭСР в жилищном секторе в основном используется биомасса.

На объемы и динамику потребления природного газа в жилищном секторе оказывает влияние большое количество факторов, которые необходимо учитывать при анализе структуры топливно-энергетического баланса: общее повышение энергетической эффективности; изменение в численности населения; структура энергопотребления в стране; темпы урбанизации и др. Основными фактором роста энергопотребления в секторе услуг, являются уровень экономической активности и структура конечного потребления по видам услуг, которые значительно различаются в зависимости от страны и региона. Так, например, газ и электроэнергия преобладают в потреблении сектора услуг Канады и Франции, тогда как в аналогичном секторе США и Великобритании их доля незначительна, а потребности в энергии удовлетворяются в основном за счет ВИЭ [104, С.62-63].



Рисунок 1 – Структура общего предложения основных видов первичной энергии (ОППЭ) в 1973 г.

Источник: [191]

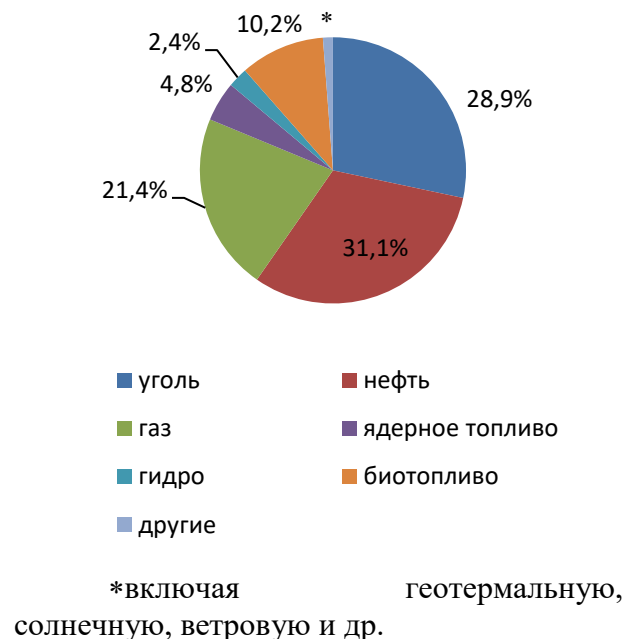


Рисунок 2 – Структура общего предложения основных видов первичной энергии (ОППЭ) в 2015 г.

Источник: [191]

На транспорте во всем мире полностью доминируют нефтепродукты, причем за последние 35 лет их доля в данном секторе остается выше 90% [211]. В настоящее время на газе работает около 1% мирового автопарка и его расширение

сдерживается более высокими затратами на производство автомобилей, работающих на газе. Однако в развивающихся странах Азии, Северной и Южной Америки продвижению такого транспорта способствуют специальные государственные программы. Наиболее продуктивным является перевод на газ муниципального транспорта, что исключает необходимость инвестиций в широкую заправочную сеть и позволяет решать экологические проблемы мегаполисов.

Определяющую роль в долгосрочном развитии не только энергетики, но и всех секторов мировой экономики играет технологический фактор. Прорывные энергетические инновации, внедрение которых проводилось в течение последних трех десятилетий (глубоководное и сверхглубоководное бурение, технологии ВИЭ, добыча нетрадиционных углеводородов, электромобили, интеллектуальные сети и др.) будут оказывать кардинальное влияние на изменение рыночной конъюнктуры, расширение ресурсной базы энергоносителей, изменения границы централизованного и децентрализованного энергоснабжения, сокращение разрыва в энергоемкости развитых и развивающихся экономик. Однако эти изменения не будут носить революционного характера. Следующим этапом, в рамках которого произойдет революционная трансформация мировой энергетики, станет широкомасштабное освоение дешевого термоядерного синтеза [108].

Важным фактором развития современной энергетической политики является стремление к увеличению прозрачности добывающего сектора, дальнейшее распространение климатических инициатив и продвижение энергоэффективности [144]. Не исключаются революционные изменения в связи с ростом геополитической напряженности в крупных нефтегазодобывающих регионах.

Достижение целей декарбонизации глобальной экономики напрямую зависит от финансовых возможностей стран осуществлять меры по митигации и адаптации к климатическим изменениям. Ожидается, что при достаточном климатическом финансировании выбросы углерода на уровне глобальной экономики будут стабилизированы к 2025 г. В случае выполнения странами-подписантами Парижского соглашения всех взятых на себя добровольных обязательств по

сокращению глобальных выбросов на период после 2020 года, согласно одному из сценариев развития энергетического рынка ОПЕК World Oil Outlook 2016 глобальный среднегодовой спрос на газ может снизиться относительно базового сценария на 0,5%. Тормозом в реализации климатических договоренностей в рамках Парижского соглашения могут стать серьезные противоречия в сфере финансирования принятых странами обязательств, что подтверждается, в частности, заявлением американского президента Д. Трампа о намерении США выйти из этого соглашения 1 июня 2017 г. [184]

Приверженность все большего количества стран идеям энергоэффективности и декарбонизации экономики в последние годы приводит к тому, что прогнозы относительно динамики и структуры энергопотребления существенно пересматриваются. Ретроспективный анализ таких прогнозов по различным видам энергоисточников, разработанных за последние пять лет авторитетными международными организациями и крупными нефтегазовыми компаниями и подвергнутый тщательному анализу академиком А.Мастепановым, приводит к следующим выводам [72]:

1. Во всех опубликованных в 2016–2017 гг. прогнозах объемы мирового энергопотребления оцениваются ниже, чем в аналогичных исследованиях, сделанных в 2013–2014 гг. – на 2-7%. И только в прогнозах International Energy Outlook (IEO) Управления энергетической информации США (УЭИ США) разница в прогнозах минимальна и составляет 0,6%.

2. Практически по всем сценариям наблюдается рост доли жидких видов топлива и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), включая гидроэнергию и энергию биомассы (за исключением прогноза ИНЭИ-АЦ) при сокращении доли угля. В прогнозах на 2040 г. доля первых двух источников по исследованиям МЭА возрастает на 0,7% и 0,4%, ExxonMobil — на 0,2% и 0,4%, ОПЕК – на 1,8% и 1,5% соответственно.

3. Объем мирового спроса на газ даже в базовых сценариях колеблется от 4192–4313 до 5328–5505 млн т н.э. в 2040 г. Соответственно меняются и показатели добычи газа, в том числе по регионам и его источникам. В базовом сценарии WEO-

2016 Новых политик ежегодные темпы роста спроса на газ в 2014-2040 гг. составят 1,5%, в сценарии Текущих политик возрастает до 1,9%, УЭИ США - в 1,4%.

4. Удельный вес природного газа в мировом энергопотреблении в различных прогнозах и сценариях изменяется в диапазоне от 22% - в климат ориентированном Сценарии 450 МЭА до 27,1% - в сценарии «Джаз-модерн» МИРЭС.

5. Наблюдается значительное расхождение в оценках изменения доли природного газа, что отражает различные взгляды в обществе на его роль в будущем энергопотреблении с учетом климатических и экологических ограничений, включая реализацию Парижского соглашения по климату. Так, в ИЕО-2016 по сравнению с ИЕО-2013 наблюдается значительный рост в прогнозе доли газа - на 2,6% при снижении доли атомной энергии – на 1,4%, тогда как в прогнозах ОПЕК (снижение доли газа на 0,4%) и компании ВР (снижение доли газа на 1,2%) ситуация прямо противоположная.

6. Появляется большое количество альтернативных прогнозов, учитывающих большее число факторов и траекторий развития глобальной энергетики. В прогнозе ВР Energy Outlook 2017 помимо ранее разработанного прогноза, где темпы роста потребления газа до 2035 г. составляли 1,6%, предложила альтернативный прогноз, предполагающий более умеренные темпы роста потребления газа в 1,1% в случае проведения более жесткой политики по снижению выбросов углеводородов и умеренной государственной поддержки перехода от использования угля к использованию газа (в основном за счет политики КНР). В базовом сценарии ИЕО-2017 по сравнению с ИЕО-2016 темпы роста спроса на газ снижены с 1,9% до 1,4% в 2015-2040 гг. и до 1,5% в 2015-2050 гг.³ [189]

В данном исследовании в качестве основного прогноза принят сценарий Управления энергетической информации (УЭИ) США International Energy Outlook 2017 (IEO2017) Reference case ввиду того, что расширение торговли американским

³ International Energy Outlook 2017 <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>

СПГ становится существенным фактором развития конкуренции на основном для России газовом рынке стран Европы.

Так, согласно прогнозу УЭИ, глобальный спрос на энергоресурсы в 2015-2040 гг. в базовом сценарии, предусматривающем 3% роста глобального ВВП при 109 долл. за барр. нефти Brent (43 долл. за барр. и 226 долл. за барр. в низком и высоком сценариях, соответственно), возрастет с 575 до 736 квадриллионов БТЕ, или на 28%, при этом на страны не ОЭСР придется 41%, на ОЭСР – 9%. Предполагается, что среднегодовые темпы роста потребления энергии до 2050 г. не превысят 1%. Наиболее быстрыми темпами спрос растет в домохозяйствах и на транспорте, однако на промышленный сектор будет приходиться львиная доля спроса - около 50%. Спрос на транспорте возрастет на 30%, в основном за счет стран не ОЭСР.

Ископаемые виды топлива сохраняют свое доминирующее положение в глобальном потреблении вплоть до 2040 г., их доля составит 77%. Среди них спрос на природный газ будет расти наиболее быстро – 1,4%, чему способствует реализация национальных или региональных программ по сокращению выбросов углекислого газа. Более быстрыми темпами увеличится производство ВИЭ – 2,3% и атомной энергии – 1,5%.

Тенденция опережающего спроса на газ со стороны стран не ОЭСР (1,9%) против ОЭСР (0,9%), которая сформировалась в 2000-ых гг. продолжится. Спрос на газ возрастает во всех основных секторах экономики. Около 75% прироста будет обеспечено за счет промышленности и электроэнергетики. Преимуществами газовой генерации для строительства новых электростанций являются низкие капитальные затраты, высокая теплотворность и относительно низкая стоимость топлива.

Сланцевый газ и газ из низкопроницаемых пластов будет играть возрастающую роль не только для экономики США, но и хозяйства КНР и Канады. Доля разработок сланцевых месторождений во внутреннем производстве газа в США возрастет с 50% до 70%, а в КНР достигнет 50%, превратив эту страну к 2040 г. во второго после Штатов производителя сланцевого газа. Удельный вес

собственного производства сланцевого газа в структуре поставок КНР в 2014-2016 гг. возрастет с 2 до 33%. При абсолютном росте доля импорта сократится с 36% (17% - СПГ и 19% - трубопроводный газ) до 32% (20% - СПГ и 12% - трубопроводный газ), включая СПГ – с 3,5 до 11 млрд футов³/сутки и трубопроводный газ – с 3,7 до 7,3 млрд футов³/сутки [189].

С 2019 г. в России рост производства газа будет поддерживаться в первую очередь за счет увеличения освоения ресурсов арктического шельфа и восточных регионов.

Мировая торговля природным газом значительно расширяется прежде всего за счет СПГ. Наибольший вклад в развитие СПГ-торговли вносят Австралия и Северная Америка. К 2040 г. доля американского СПГ может, согласно некоторым прогнозам, составить до 60% мирового экспорта природного газа. Ожидается дальнейший рост трубопроводных поставок газа из США в Мексику. С 2018 г. США становятся чистым экспортером газа. Расширение экспорта СПГ будет приводить к сближению цен в АТР и Европе, усилит конкуренцию на газовом рынке и тенденцию интеграции его различных сегментов на региональных площадках и в мировом масштабе.

Главной тенденцией электроэнергетики является снижение доминирующей роли угля как наиболее дешевого вида топлива в производстве электроэнергии. Природный газ и электроэнергия станут самыми быстрорастущими видами энергии на транспорте. Доля природного газа в качестве транспортного топлива увеличивается с 4% до 9%, в том числе благодаря принятию Международной конвенции по предотвращению загрязнения судов (МАРПОЛ) и растущему спреду между ценами на нефть и природный газ, способствующим более широкому использованию СПГ для бункеровочного топлива, что увеличит потребление природного газа для пассажирских и грузовых перевозок в шесть раз.

Существенная неопределенность в отношении расширения использования природного газа в долгосрочной перспективе связана с рынком легковых автомобилей. В настоящее время правительства многих стран, включая Китай, Францию, Германию, Индию, Италию, Японию, Норвегию, Южную Корею,

Испанию, Швецию, Соединенное Королевство и США проводят политику, направленную на поощрение продаж электромобилей в целях сокращения вредных выбросов на дорогах, включая парниковые газы. Эти страны используют такие стимулы, как денежные скидки на покупку автомобиля, освобождение от налогов, предоставление бесплатных парковок и полос для движения общественного транспорта и др.

Сравнение базовых прогнозов Управления энергетической информации США за 2017 и 2016 гг. International Energy Outlook 2017 (IEO2017) и International Energy Outlook 2016 (IEO2016) в целом подтверждают выявленные тенденции по более широкому списку прогнозов, а также позволяют сделать ряд уточняющих замечаний.

1. Разница в оценках объемов мирового энергопотребления в 2040 г. существенно возросла.

2. Следствием наиболее значительного снижения текущего прогноза по абсолютным показателям для ископаемого топлива по сравнению с предыдущим годом является изменение структуры мирового энергопотребления в сторону большей диверсификации за счет уменьшения удельного веса ископаемых видов топлива - с 78,2 до 77,4%.

3. Прогноз среднегодовых темпов роста спроса в 2015-2040 гг. на уголь снижается - с 0,6% до 0,1%, на жидкие виды топлива падает ниже прогноза 2013 г. - с 1,1% до 0,7%. Темпы роста потребления природного газа остаются самыми высокими среди ископаемых видов топлива, но в новом прогнозе уменьшаются на 0,5% - до 1,4%.

4. Доля природного газа и ВИЭ возрастает в наибольшей степени – с 22,4 до 26,8% и с 12,5 до 18%, соответственно, за счет значительного снижения удельного веса угля - с 27,5 до 20,2% и жидких видов топлива – с 33,1 до 30,1%.

Более детальный анализ мирового потребления энергоресурсов по пятилетиям до 2050 гг. позволяет сделать следующие выводы:

- глобальное потребление энергоресурсов в прогнозный период отличается достаточно устойчивым равномерным ростом, а в последние десять лет ускорится с 30 до 40 квадриллионов БТЕ;

- потребление жидких видов топлива возрастает на 28,5%, однако слабый рост спроса в 2020-2025 гг. приведет к значительному снижению их доли в структуре энергопотребления - на 1%;

- потребление природного газа возрастает почти на 70%, а удельный вес в структуре ПЭР - на 4,4%, его доля сокращается в 2015-2020 гг. на 0,6% из-за слабого рыночного спроса;

- потребление угля за весь период увеличивается всего на 4%, а до 2030 г. прогнозируется даже отрицательная динамика спроса;

- спрос на атомную энергию увеличится более чем на 50%, однако ее доля будет расти лишь до 2030 г.

- абсолютный показатель потребления гидроэнергии и ВИЭ удвоится (рост на 104,5%), а удельный вес увеличивается на 5,5%.

Сравнительный анализ сценарных прогнозов 2017 и 2016 гг. свидетельствует о снижении оценок объемов мирового энергопотребления в 2015-2040 гг. в базовых сценариях, в результате чего 40%-ый рост энергопотребления на 35-летний период, достигается за 10 лет в связи с пересмотром темпов роста ключевых факторов: ВВП и населения, а также сокращения выбросов углекислого газа.

Темпы роста снижения энергоемкости мирового ВВП сокращаются с 1,9 до 1,7%, а интенсивность сокращения выбросов парниковых газов - с 0,4 до 0,3% в год за счет стран не ОЭСР - с 0,5 до 0,4% при росте данного показателя в КНР – с 0,8 до 0,9% и его сохранении в ОЭСР на уровне 0,3%. Экономический рост будет носить характер «циклов роста» — колебаний темпов роста и в пессимистическом варианте возможна временная остановка.

Глобальный приоритет низкоуглеродной («зеленой») энергетики подтверждаются данными МЭА о структуре инвестиций в энергетический сектор мировой экономики в 2016 г., в которой не нее приходится 43% общих расходов [84]. Привлекательность углеводородов, включая природный газ, снижается ввиду

того, что затраты на добычу нефти и природного газа возрастают по мере вовлечения в разработку более мелких, трудноизвлекаемых запасов и географически более удаленных месторождений, несмотря на внедрение более эффективных технологий добычи. В то же время быстро растет эффективность энергопотребляющего оборудования, мощностей для производства ветровой, солнечной и других видов возобновляемых источников энергии. По данным МЭА, в 2016 г. расходы на генерирование электроэнергии и сети электроснабжения впервые превысили расходы на поставку энергоресурсов.

Влияние на глобальный спрос «голубого топлива» будут оказывать высокая капиталоемкость строительства магистральных трубопроводов и заводов по производству СПГ, а также успехи в реализации согласованной политики устранения утечек природного газа по всей производственно-сбытовой цепочке, что серьезно вредит его экологической репутации [72].

В качестве наиболее эффективных инструментов гарантирования своевременных инвестиций может стать сохранение долгосрочных двусторонних контрактов на уровне компаний; вертикальная интеграция в международном масштабе, с формированием транснациональных компаний, работающих во всех сегментах рынка в глобальном географическом охвате; развитие многосторонних консорциумов, вовлекающих участников различных заинтересованных стран. Все это будет обеспечивать определенную степень баланса интересов и взаимных гарантий [144].

1.2 Современные тенденции развития газовых рынков

Запасы

Как было показано в 1.1, предполагаемые изменения в топливно-энергетическом балансе мира будут идти по направлению роста доли газа в производстве энергии при снижении доли нефти, угля, атомной энергии и при

стабильной доле гидроэнергии. Все прогнозы энергобаланса строятся на предположении о том, что, по крайней мере, в ближайшие полвека человечество будет использовать современные виды энергоресурсов, несмотря на то, что большинство из них не являются экологически чистыми.

В целях подтверждения отмеченных тенденций проанализируем основные показатели развития газового рынка в 2006-2016 гг.

На конец 2016 г. достоверные запасы природного газа в мире составляли 186,6 трлн м³⁴. Согласно данным ВР, в 2006-2016 гг. их прирост составил 28,4 трлн м³, или 18,0% (Рисунок – 3), при том что устойчивая динамика роста была прервана в 2012-2015 гг., когда в результате падения до 185,4 трлн м³ запасы вернулись к уровню 2011 г. В 2016 г. в условиях слабой конъюнктуры мировых энергетических рынков достоверные запасы возросли всего на 0,6%.

Месторождения газа распределены по территории нашей планеты крайне неравномерно. Приблизительно три четверти из них сосредоточено в государствах Ближнего Востока и региона Европы и Евразии (42,5% и 30,4% соответственно). Только на долю трех крупнейших стран – Ирана (33,5 трлн м³), России (32,3 трлн м³) и Катара (24,3 трлн м³) приходится 48,3% мировых доказанных запасов. Однако за исследуемый период удельный вес этих стран сократился на 4,5%, за счет снижения запасов в Катаре и незначительном росте в РФ, тогда как запасы Ирана возросли существенно – на 6,6 трлн м³.

В то же время доля в мировых запасах других новых крупных производителей, например, США и Туркменистана возросла с 3,8% до 4,7% и 1,5% до 9,4%, соответственно. В настоящее время доказанные запасы природного газа в США превышают запасы в странах Латинской Америки (8,7 трлн м³ против 7,6 трлн м³), а Туркменистана находятся на уровне суммарных запасов стран АТР (17,5 трлн м³). В 2006-2016 гг. значительно увеличились доказанные запасы природного газа в Китае - с 1,7 трлн м³ до 5,4 трлн м³ (2,9%) и превысили запасы Алжира (4,5 трлн м³) и Нигерии (5,3 трлн м³) - традиционных экспортеров газа, в результате

⁴ 1 м³ ≈ 35,3 кубических фута ≈ 1,31 кубических ярда ≈ 6,29 баррелей

чего КНР вошел в десятку стран по объему достоверных запасов (9 место), потеснив Нигерию, а Алжир покинул этот список.

Оценки различных экспертов относительно достоверных запасов газа в России значительно расходятся. Так, например, в отличие от ВР Администрация по энергетической информации США отводит России первое место с объемом запасов на 1 января 2017 г. в 59,6 трлн м³ (1,688 трлн футов³), что соответствует четверти мировых достоверных запасов природного газа.

Сравнение региональной структуры доказанных запасов природного газа в 2006 и 2016 гг. свидетельствует о том, что в целом кардинальных изменений не произошло, однако вырос удельный вес Северной Америки (+0,9%), Европы и Евразии (+3,3%) и АТР (+1,1%) за счет снижения доли Латинской Америки (-0,5%), Ближнего Востока (-3,4%) и Африки (-1,5%). Соотношение запасов между странами не ОЭСР и ОЭСР в пользу первых (90,5%) практически не изменилось, тогда как доля стран ЕС сократилась более чем в два раза - с 1,8% до 0,7%, а доля стран СНГ возросла почти на 5% - с 23,8% до 28,7% (Таблица 1).

Таблица 1 – Достоверные запасы природного газа по регионам мира, 2006 г. и 2016 г.

	2006, трлн м ³	2006,%	2016, трлн м ³	2016,%	Кратность запасов, 2016, лет
Северная Америка	8,0	5,1	11,1	6,0	11,7
Латинская Америка	7,2	4,6	7,6	4,1	42,9
Европа и Евразия	42,8	27,1	56,7	30,4	56,7
Ближний Восток	72,6	45,9	79,4	42,5	124,5
Африка	14,4	9,1	14,3	7,6	68,4
АТР	13,2	8,3	17,5	9,4	30,2
Всего	158,2	100	186,6	100	52,5
В том числе:					
ОЭСР	14,9	9,4	17,8	9,5	13,9
Не ОЭСР	143,3	90,6	168,8	90,5	74,3
ЕС	2,8	1,8	1,3	0,7	10,8
СНГ	37,6	23,8	53,6	28,7	70,1

Источник: составлено по [158]

Основными драйверами роста запасов газа в трех первых регионах в последние десять лет являются США (4,2% в среднем в год), Туркменистан (22,3%)

Азербайджан (2,9%), Австралия (4,5%), Китай (11,7%), Вьетнам (10,9%), а в последний год Мьянма (125,0% за 2016 г.). Отрицательный среднегодовой рост демонстрируют Боливия (-9,4%), Тринидад и Табаго (-4,8%), Бангладеш (-6,6%), Малайзия (-7,2%), Пакистан (-6,1%). Доказанные запасы значительно уменьшились в европейских странах – в Дании (-17,9%), Германии (-13,0%), Италии (-8,3%) Румынии (-16,0%) и Великобритании (-8,1%). Динамика запасов газа в Европе определяется их быстрым истощением. Так, за исследуемый период достоверные запасы газа сократились с 5,7 до 3,5 трлн м³, или на 38,6%.

Информация о суммарных запасах туркменского газа имеет противоречивый характер. Так, ныне упраздненное Министерство нефти и газа Туркменистана заявляло о 27,4 трлн м³ [56]. По данным российского ПАО «Газпром», доказанные запасы туркменского газа значительно ниже: около 3 трлн м³, без учета еще фактически не разведанного газового месторождения «Южный Иолотань», запасы которого могут составлять от 4 до 14 трлн м³ [125]. В свою очередь, ВР оценивает доказанные газовые запасы Туркменистана примерно в 17,5 трлн м³ (с учетом месторождения «Южный Иолотань»).

С точки зрения ужесточения конкуренции на рынках Азии и, возможно, Европы определенную роль будут играть значительные офшорные залежи в Левантийском бассейне, открытие которых приходится на период с 1999 г. Предполагаемые извлекаемые запасы на Кипре, в Израиле и Палестине составляют более 41,4 трлн футов³, или 1,17 трлн м³.

В результате проводимых разведочных работ доказанные запасы природного газа Израиля в 2009-2016 гг. возросли в два раза – с 0,1 до 0,2 трлн м³. В настоящее время ПАО «Газпром» изучает Левантийский бассейн на предмет перспективных газоносных структур и его участия в тендерах, однако в любом случае российские компании могут стать только миноритарными акционерами и рассчитывать на получение дивидендов, а не реализацию газа.

При текущем уровне добычи мировых доказанных запасов природного газа достаточно, чтобы удовлетворить растущий спрос на протяжении более пятидесяти лет. Значения кратности запасов газа по регионам в 2016 г. составили:

минимальные 11,7 года – для Северной Америки, 42,9 года – Центральной и Южной Америки, 56,7 лет – Европы и Евразии, 68,4 лет – Африки, 30,2 лет – АТР, максимальные 124,5 – Ближнего Востока [147].

Производство

Производство природного газа в мире имеет возрастающую динамику на протяжении последних нескольких десятилетий за исключением непродолжительных спадов в периоды глобальных экономических кризисов. Мировая добыча «голубого топлива» в 2006-2016 гг. увеличилась на 674,9 трлн м³, или на 23,5% (Таблица 2).

Таблица 2 – Производство природного газа по регионам мира, 2006 и 2016 гг.

	2006, млрд м ³	2006,%	2016, млрд м ³	2016,%	Прирост, 2006-2016,%
Северная Америка	753,0	26,2	948,4	26,7	25,9
Латинская Америка	154,1	5,4	177,0	5,0	14,9
Европа и Евразия	1042,2	36,2	1000,1	28,2	-4,0
Ближний Восток	343,6	11,9	637,8	18,0	85,6
Африка	192,6	6,7	208,3	5,9	8,2
АТР	391,3	13,6	579,9	16,3	48,2
Всего	2876,7	100	3551,6	100	23,5
В том числе:					
ОЭСР	1081,3	37,6	1281,6	36,1	18,5
не ОЭСР	1795,5	62,4	2270,0	63,9	26,4
ЕС	201,9	7,0	118,2	3,3	-41,5
СНГ	750,6	26,1	764,3	21,5	1,8

Источник: составлено по [158]

Сравнение региональной структуры глобального производства природного газа в 2006 г. и 2016 гг. свидетельствует о том, что добыча в большей степени возросла в странах не ОЭСР, увеличив асимметрию в пользу развивающихся стран за счет роста удельного веса Ближнего Востока (+6,1%) и АТР (+2,7%) и снижения доли Европы и Евразии (-8,0%), где доля ЕС сократилась почти в два раза – 7,0% до 3,3%, а СНГ – на 4,6%. Как и десять лет назад на страны ОЭСР приходится около трети мирового производства природного газа.

Основными драйверами роста мировой добычи в прошедшем десятилетии стали США (4,1% - среднегодовой рост в 2006-2016 гг.), КНР (10,3%), Катар (14,6%) и Австралия (7,0%). Интенсивно наращивали добычу Перу (23,5%), Азербайджан (13,2%), Нигерия (7,2%), Бангладеш (6,9%), Иран (6,6%) и др. Европа и Евразия является единственным регионом, где произошло сокращение абсолютного показателя производства (-4,0%). В странах ЕС добыча уменьшилась на 41,5%. Падение добычи в Великобритании, Нидерландах, Германии и Дании было частично компенсировано ростом в Норвегии.

Ведущие позиции по объемам производства газа в мире в 2016 г. занимали США (21,1%) и Россия (16,3%). В США добыча природного газа осуществляется на уровне суммарной добычи стран СНГ, в России данный показатель сравним с производством газа на территории стран АТР. Иран (5,7%), Катар (5,1%), Канада (4,3%), Китай (3,9%), Норвегия (3,3%) и Саудовская Аравия (3,1%) составляют вторую группу стран – крупных производителей природного газа. Алжир (2,6%) и Австралия (2,6%) замыкают десятку лидеров.

Длительное время ведущая роль в производстве газа принадлежала России и Ирану. Однако в результате «сланцевой революции» США уже в 2009 г. опередили Россию, увеличив добычу в 2006-2016 гг. почти на 26,0 %. В 2015 г. США достигли газовой самообеспеченности и в ноябре 2016 года стали чистыми экспортерами «голубого топлива» [193], что рассматривается американскими экспертами как долгосрочная тенденция. В первой половине 2017 г. импорт превысил экспорт, однако тенденция была восстановлена в июле и августе, когда чистый экспорт стал вновь положительным.

Вместе с тем впервые с 2005 г. производство газа в США, которое возрастало более чем на 4% в год, в 2016 г. сократилось на 2,5%, несмотря на значительное снижение издержек производства и улучшения продуктивности в индустрии сланцевого газа. Это объясняется сокращением бурения и заполнением новых газовых скважин, разрабатываемых с 2015 г., а также закрытием многих неприбыльных месторождений и спадом в добыче традиционного природного газа. Падение добычи в США было полностью компенсировано ростом производства в

Австралии, где было введено несколько новых СПГ мощностей. Однако в 2016 г. глобальное производство возросло лишь на 0,3% и, как отмечают эксперты ВР, это был самый слабый рост за последние 34 года, за исключением периода мирового финансового кризиса 2008-2009 гг. [158]. За последние десять лет 2005-2015 гг. глобальная добыча возрастала на 2,4% в год.

Другим фактором развития добычи природного газа в мире становится производство сланцевого газа в КНР, которое возрастает благодаря государственной поддержке. Продуктивность скважин в Китае существенно ниже, чем, например, в Австралии и США [189], однако КНР за счет расширения собственной добычи планирует ограничить рост импорта. В 2006-2016 гг. Китай более чем в два раза нарастил добычу собственного природного газа и стал шестым производителем в мире.

Потребление природного газа. Мировое потребление природного газа в исследуемый период увеличилось на 24,3%, с 2850,6 млрд м³ до 3542,9 млрд м³ (Таблица 3).

Сравнение региональной структуры глобального потребления природного газа в 2006 и 2016 гг. позволяет сделать вывод о том, что при общем росте на 24,3% асимметричное увеличение спроса в странах не ОЭСР (на 34%) привело к тому, что в 2016 г. эта группа стран, производят, как и десять лет назад около трети мирового объема природного газа, стала потреблять почти на 7% больше, чем страны ОЭСР, тогда как в 2006 г. газовый рынок делился практически поровну.

Пропорции между основными географическими регионами сохраняются, но аналогично тенденции в мировой добыче наблюдается снижение доли потребления Европы и Евразии (-10,0%), как за счет ЕС (- 5,1%), так и СНГ (-5,0%). Вслед за производством потребление в странах ЕС сокращается на 12,5%, тогда как в СНГ – на 6,1%. При этом значительно возрастает удельный вес АТР (+5,1%) и Ближнего Востока (+4,1%), в которых прирост потребления составляет за десять лет 65,5% и 72,9%, соответственно. Более чем на 50% увеличивается потребление газа в Африке. В остальных регионах рост спроса находится на уровне среднемировых значений.

Таблица 3 – Потребление природного газа по регионам мира, 2006 г. и 2016 г.

	2006, млрд м ³	2006, удельный вес, %	2016, млрд м ³	2016, удельный вес, %	Прирост, 2006-2016, %
Северная Америка	778,0	27,3	968,0	27,3	24,4
Латинская Америка	135,5	4,8	171,9	4,9	26,9
Европа и Евразия	1114,8	39,1	1029,9	29,1	-7,6
Ближний Восток	296,3	10,4	512,3	14,5	72,9
Африка	89,6	3,1	138,2	3,9	54,2
АТР	436,5	15,3	722,5	20,4	65,5
Всего	2850,6	100	3542,9	100	24,3
В том числе:					
ОЭСР	1433,7	50,3	1644,1	46,4	14,7
не ОЭСР	1417,0	49,7	1898,8	53,6	34,0
ЕС	490,1	17,2	428,8	12,1	-12,5
СНГ	582,5	20,4	546,7	15,4	-6,1

Источник: составлено по [158]

Основными драйверами роста глобального спроса на газ за десятилетие по странам стали США, увеличив потребление на 164,2 млрд м³ (2,2% - среднегодовой рост в 2005-2015 гг.), Иран (на 88,8, или 6,4%), КНР (на 151,0 млрд м³, или 15,0%). Интенсивно наращивали потребление Израиль (17,8%), Бангладеш (6,9%), Австралия (6,6%), Туркменистан (6,2%) и др. Страны Ближнего Востока и Китай наращивают потребление газа благодаря улучшению инфраструктуры и наличию собственного производства.

При общей долгосрочной тенденции падения спроса на газ в Европе и Евразии в большинстве стран этого региона в 2015-2016 гг. наблюдается рост потребления – всего на 24,3 млрд м³, или 2,4%.

Напротив, в последние два года потребление газа снижается в Канаде и Японии. В России также с 2012 г. наблюдается устойчивая тенденция сокращения спроса на газ. Так, если в 2006-2016 гг. спрос в стране сократился в среднем всего на 0,6% в год, то, по расчетам автора по данным ВР, в 2012-2016 гг. – на 1,6%. В 2016 г. в России наблюдается еще более глубокое падение спроса (на 12 млрд куб м, или на 3,2%), а также в Бразилии (на 5 млрд м³, или 12,5%), при том что обе страны увеличили потребление в гидроэнергетике. В целом по миру потребление в

2016 г. возрастало гораздо медленнее, чем за предыдущее десятилетие – всего на 1,5% против 2,3% за 2005-2015 гг.

По объемам потребляемого газа, также как и по объемам производства, ведущие позиции в мире в 2016 г. занимают США (22,0%) и Россия (11,0%). Остальные страны значительно отстают от лидеров: рынок газа в Китае и Иране почти на четверть меньше чем в США – 5,9% и 5,7%, соответственно. Далее идут Япония (3,1%), Саудовская Аравия (3,1%) и Канада (2,8%), где спрос на газ составляет около 100 млрд м³. Замыкают десятку стран Мексика (2,5%), Германия (2,3%) и Великобритания (2,2%). Для мирового рынка покупателей газа характерна высокая концентрация: около половины глобального спроса приходится на пять крупнейших стран - потребителей, а на первую десятку – около 60%.

Удельный вес потребления газа в странах ЕС в 2016 г. составляет 12,1% мирового потребления и всего 3,3% мирового производства, что ярко иллюстрирует наличие объективных предпосылок для сохранения зависимости от внешних поставок газа в ближайшие годы. В 2006-2016 гг. общее падение потребления в странах ЕС составило 12,5% (с 490,1 до 428,8 млрд м³), однако в рамках данного временного периода наблюдалась разнонаправленная динамика спроса. В 2006-2010 гг. спрос колебался на уровне 500 млрд м³, в 2011-2014 гг. сократился до 383,0 млрд м³, или до уровня потребления 1995 г., и после достаточно устойчивого падения вырос до 428,8 млрд м³ в 2015-2016 гг.

Наибольший прирост за последний двухлетний период 2015-2016 гг. демонстрируют такие страны-члены ЕС, как Франция (17,7%), Великобритания (15,0%), Германия (14,0%) и Италия (14,6%). Растет спрос в Австрии, Бельгии, Болгарии, Чехии, Польше, Испании и др. В этот период спрос на голубое топливо вырос в среднем на 6% и только за 2016 г. – на 7,1%, что является самым высоким показателем с 2010 г. Развитию этой тенденции способствовали как увеличение конкурентоспособности газа по сравнению с углем и слабость в развитии ВИЭ. Как показывает отраслевой анализ, основное сокращение произошло в европейской электроэнергетике [83, С.71-73].

Динамика цен

Динамика цен на газ в 2006-2016 гг. характеризуется двумя ценовыми пиками (2008 г. и 2012-2014 гг.) и высокой дивергенцией. В 2006-2008 гг. в результате общего повышательного тренда уровень цен на трубопроводный газ вырос с 5,8-7,9 долл./МБТЕ до 8,0 - 11,6 долл./МБТЕ в зависимости от региона; цена СПГ на рынке Японии увеличилась с 7,14 долл./МБТЕ до 12,55 долл./МБТЕ. Повышение цен было вызвано как фундаментальными факторами устойчивого экономического роста мировой экономики, так и возрастанием финансовых спекуляций, которые обеспечили около 40% роста цены на нефть.

Мировой экономический кризис 2008-2009 гг. привел к резкому снижению цен на трубопроводный газ (до 3,38 – 8,53 долл./МБТЕ) в зависимости от региона и СПГ (до 9,06 долл./МБТЕ), восстановив баланс между реальным спросом и предложением. Однако по мере выхода мировой экономики из кризиса рост цен возобновился во всех регионах, за исключением Северной Америки, где под давлением расширяющегося производства сланцевого газа цены продолжали снижаться (Рисунок 3).

Второе повышение цен приходится на 2012 г. (в Германии и Японии) и 2014 г. (в США и Канаде). В 2013 г. стоимость природного газа составила: в Европе – 10,73 долл./МБТЕ в Германии и 10,64 долл./МБТЕ в Великобритании; в Северной Америке – 3,71 долл./МБТЕ в США и 2,93 долл./МБТЕ в Канаде [147]. Таким образом, цены в Северной Америке были почти в три раза ниже, чем в Европе.

Анализ динамики региональных цен на газ позволяет выявить ряд тенденций. В 2006-2009 гг. цены на нефть и газ имели сходную динамику: продемонстрировали синхронное падение в середине 2008 г. и возрастающий уровень дифференциации по регионам, за исключением североамериканского рынка, где уровни цен на нефть и газ сближались.

Синхронизация динамики газовых цен по регионам объясняется тем, что в этот период действовала жесткая привязка к нефтяным ценам. Фактор развития торговли СПГ не оказывал значительного влияния на цены [44, С.20-27]. В 2010-2012 гг. произошло расхождение траекторий динамики американского рынка, с

одной стороны, и азиатского и европейского, с другой: цены европейского и азиатского газа быстро повышались, а на американском рынке наблюдался вялый рост. Усиливающаяся дивергенция цен была вызвана разнонаправленными региональными факторами: в Азии на цены оказали давление высокие темпы экономического роста в КНР и остановка ядерных реакторов в Японии, в США – замедление темпов роста, а затем и снижение цен в результате развития «сланцевой революции» и отвязки цен газовых контрактов от нефтяных цен.

В 2013-2014 гг. наметилась тенденция сближения (конвергенции) уровней региональных цен на газ в Европе и Северной Америке. Основными драйверами этого процесса выступает глобальное падение спроса на газ при разнонаправленном действии региональных факторов и масштабном развитии СПГ торговли (Рисунок 3).

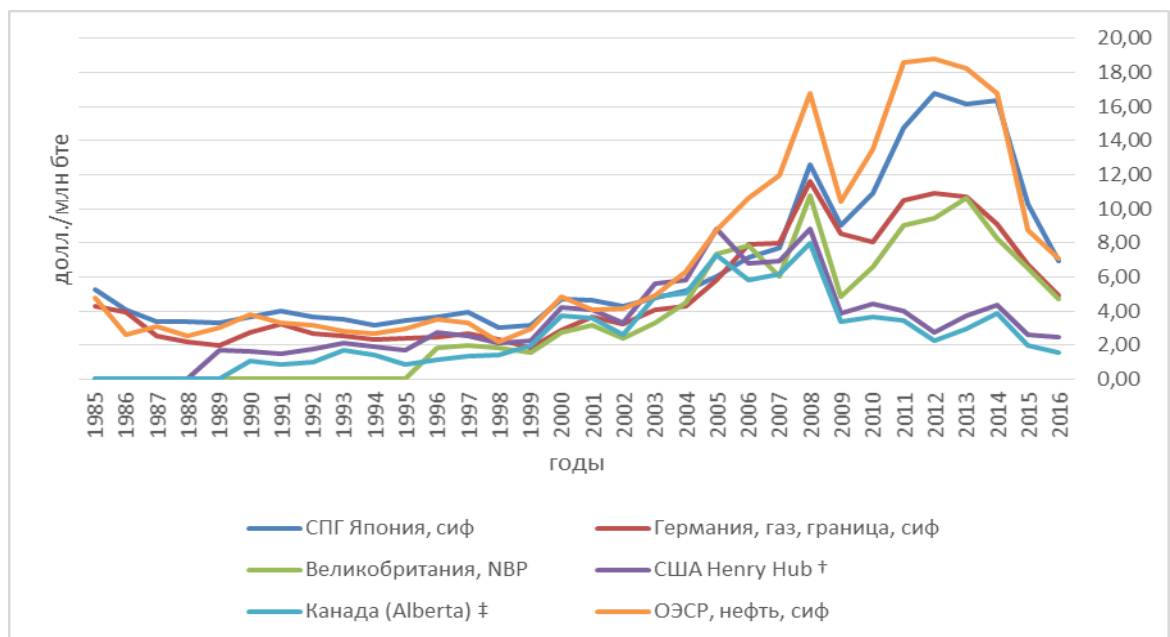


Рисунок 3 – Динамика региональных цен на газ, 1984-2016 гг., долл./МБТЕ
Источник: составлено по [158]

Интеграции различных сегментов газового рынка, включая рынки долгосрочных контрактов и рынки спот, способствует расширению использования ценообразования без нефтяной привязки. Так, в Европе в 2006-2016 гг. доля потребления газа без нефтяной привязки возросла с менее 20 до 70% [187, С. 40-41]. В целом в изучаемый период на европейском рынке наблюдается восходящий

ценовой тренд вплоть до 2013 г., когда уровень цен на газ достигает докризисных значений. Цены на СПГ имеют близкую динамику к ценам трубопроводного газа. Сближение цен на трубопроводный газ в Германии и индекса NBP иллюстрирует важнейшую тенденцию вытеснения механизмов нефтяной индексации конкурентным ценообразованием на европейских газовых хабах.

Таким образом, разнонаправленная динамика цен на газ в 2006-2016 гг. по регионам и различия в корреляции с нефтяными ценами объясняются действием разнонаправленных факторов, как фундаментальных, определяемых изменением глобального спроса на газ, так и связанных с происходящими институциональными изменениями на газовых рынках Азии и Европы. В целом в изучаемый период до 2013 гг. спрос и предложение на газовом рынке были относительно сбалансированы, что определило стабильный рост поставок «голубого топлива» в глобальном масштабе, в то время как нефть и уголь демонстрировали периодическую нехватку или избыток предложения. По итогам 2014 г. на мировых рынках был зафиксирован профицит как природного газа, так и других ископаемых видов топлива, что привело к последующей перебалансировке рынка на более низком ценовом уровне.

Изменение ценовой конъюнктуры на рынке газа в 2014-2017 г.

Цены на газ в различных регионах мира формируются под влиянием разной группы факторов. В Северной Америке они устанавливаются в самом крупном ликвидном торговом хабе Henry Hub (штат Луизиана). Несмотря на развитие спотовой торговли в Европе оптовые цены основаны на долгосрочных контрактах и большая часть продается по ценам с нефтяной привязкой. В Азии и на многих других развивающихся рынках, где велика доля сжиженного природного газа, цены на СПГ имеют также привязку к цене на нефть и незначительную спотовую составляющую. Исследования подтверждают, что прямо или косвенно колебания цен на нефть определяют динамику цен на природный газ, однако зависимость между ценами на нефть и газ снижается в результате сокращения объемов торгуемого газа с нефтяной индексацией.

Понижительная тенденция на нефтяном рынке стала доминирующей в конце 2014 г., и в результате среднегодовая цена нефти свыше 100 долл./барр. снизилась до 52 долл./барр. в 2015 г. и до 43 долл./барр. – в 2016 г. В 2014-2016 гг. американские цены Henry Hub уменьшились с 8,25 долл./МБТЕ до 4,69 долл./МБТЕ. В 2016 г. цены на газ упали до самого низкого уровня с 1999 г. – 2,50 долл./МБТЕ. Как отмечалось выше, в Северной Америке низкие нефтяные цены оказали понижающее воздействие на темпы роста добычи газа и расходы на обустройство скважин.

Связанные с нефтяными котировками цены на трубопроводный газ и СПГ в Европе и Азии также снижались, но с временным отставанием, учитывая, что большинство индексов имеют временной лаг от трех до шести месяцев. Азиатские цены на импортный газ оставались относительно устойчивы с 2011 г. до конца 2014 г. Так, цена импортируемого СПГ в Японии в этот период держалась на уровне 15-16 долл./МБТЕ.

Однако к 2015 г., следуя за нефтяными котировками, цена СПГ снижается до 10,31 долл./МБТЕ и к 2016 г. – до 6,94 долл./МБТЕ [158]. Азиатские и европейские цены стремительно сближаются в относительно узком диапазоне выше 6 долл./МБТЕ. Котировки на американском рынке остаются ниже 3 долл./МБТЕ, разница в ценах между рынками США и Европы постепенно сокращается из-за избытка предложения. При этом процесс роста продаж на основе конкурентного ценообразования замедляется, демонстрируя преимущества долгосрочных контрактов с нефтяной привязкой в условиях низких цен на нефть.

Газовой рынок Европы не является гомогенным как с точки зрения источников поставок, так и механизмов ценообразования. Самый крупный, не считая российского, немецкий рынок (2,2% — доля в мировом потреблении) [158], на который поступает четверть импортируемого в этот регион трубопроводного газа, демонстрирует сходные с азиатским рынком тенденции. Цена на импортный газ на границе Германии сократилась с 9,11 долл./МБТЕ в 2014 г. до 6,72 долл./МБТЕ в 2015 г. и до 4,93 долл./МБТЕ в 2016 г. Динамика цен на газ в Великобритании, втором по величине рынке газа (2,3% — доля в мировом

потреблении) с наиболее ликвидным рынком краткосрочной торговли определяется, помимо нефтяных котировок, снижением мировых спотовых цен СПГ, а также слабым внутренним спросом в жилищном и коммерческом секторах. К сентябрю 2016 г. цены в британском хабе NBP достигают минимальных значений 3,67 долл./МБТЕ, однако уже в декабре под влиянием сезонного фактора и изменения условий хранения газа вырастают до 5,44 долл./МБТЕ.

Уменьшение европейских и азиатских цен в 2016 г. на 20-30% происходило под давлением увеличивающихся поставок сжиженного природного газа. Существенную роль продолжает играть внедрение Третьего энергетического пакета (ТЭП) и пересмотр долгосрочных контрактов на поставку газа в страны ЕС, а также решения арбитражных судов в 2012-2013 гг. о пересмотре контрактных цен в пользу покупателей, стимулирующие продавцов реализовывать газ на более гибких условиях.

Как отмечалось выше, пересмотр контрактов ПАО «Газпром», который в 2016 г. увеличил свою долю на европейском рынке с 31% до 34%, был осуществлен на следующих условиях:

- индексация части поставок сверх объемов «бери или плати» к спотовой цене (до 15% годовых контрактных объемов).
- снижение уровня «бери или плати»;
- предоставление с 2011 г. индивидуальных временных скидок от контрактной цены.

Другим не менее важным понижающим фактором является возрастание доли внутренних продаж газа по свободным ценам, напрямую не связанным с ценами на нефть, а формируемым в европейских газовых хабах (торговых площадках) в результате осуществления кратко- и среднесрочных сделок. Хабы, в отличие от поставок газа по долгосрочным контрактам, продают объемы газа без учета издержек на транспортировку и хранение. В результате на рынке формируются более низкие гибридные цены на основе цен долгосрочных контрактов и «коротких» арбитражных сделок.

Сравнение средних региональных цен на газ в 2014-2016 гг. говорит о том, что в Европе они оставались значительно выше среднемирового уровня, который составил 3,35 долл./МБТЕ, однако их конвергенция с ценами других рынков усилилась, поскольку свободно формирующиеся «рыночные» цены продолжали снижаться, а регулируемые государством цены преимущественно росли, за исключением стран бывшего СССР, где слабый рубль привел к снижению цен в долларовом выражении.

В 2017 г. цены на газ в Henry Hub, аналогично нефтяным котировкам, имели в целом возрастающую, но неустойчивую динамику: после значительного роста в декабре 2016 г. - с 2,55 долл./МБТЕ до 3,59 долл./МБТЕ - цена снижается в феврале и марте до 2,85 долл./МБТЕ и 2,88 долл./МБТЕ, соответственно. В апреле и мае цены вновь растут до 3,10-3,15 долл./МБТЕ, в июне-июле происходит незначительное снижение до 2,98 долл./МБТЕ. Со второй половины сентября вновь наблюдается тенденция к росту - до 3,11-3,18 долл./МБТЕ. В целом по итогу за девять месяцев цены не достигают уровня конца 2016 г., однако превышают уровень 2015 г.

По мнению финансового директора компании ВР Б. Гилвари, средняя цена американского газа в 2017 г. в 3 долл./МБТЕ является для компании уровнем безубыточности [123].

В Европе со второй половины 2014 г. цены на газ в целом имели схожую динамику. Рост начался с минимальных котировок, в 3-м квартале 2016 г. стоимость газа в Европе составляет всего около 3,94 долл./МБТЕ. Цены восстанавливаются с 4 квартала 2017 г., однако уже в феврале 2017 г индекс ТТФ по сравнению с январем снижается на 2,7%, что было вызвано окончанием зимнего отопительного периода. В феврале спред между ценой на хабе ТТФ и российским газом сокращается до 8 долл./тыс. м³ (в январе он составил 30 долл./тыс. м³), так как цена российского газа возрастает под влиянием положительной динамики нефтяных котировок. Средняя цена на ТТФ в 1 квартале 2017 г. составляла 5,77 долл./МБТЕ и 6,00 долл./МБТЕ - на NBP.

Во 2 квартале 2017 г. цены снова уменьшаются: по индексу TTF до 5,04 долл./МБТЕ и по индексу NBP до 4,84 долл./МБТЕ, но остаются выше, чем ценовой минимум 2016 г. Цены на голландском хабе TTF составляют в среднем около 180 долл./тыс. м³, что на 13% выше, чем год назад. Сохранение нетипично высокого спроса в летнее время обеспечили такие факторы, как:

- холодная зима и очень жаркое лето в Южной и Центральной Европе, что увеличило спрос на электроэнергию;
- рост цен на энергетический уголь, что приводит к его вытеснению газом на некоторых ТЭС;
- рост спроса на газ в промышленности и коммунальном секторе ряда европейских стран;
- восстановление запасов в хранилищах, израсходованных зимой.

Западные исследования динамики цен в европейских хабах доказывают, что в настоящее время существует только два зрелых хаба - TTF и NBP, которые еще больше укрепили свои позиции в 2016 г. TTF стал крупнейшим торговым центром Европы. Все хабы (кроме NBP и ZEE) продолжают расти, но с очень разными темпами: NBP - 4%, уступая TTF; ZEE + ZTP - 3%, опустившись на 6-е место по объему продаж; NCG + GPL: + 16-17%, оставаясь на 3-м / 4-м месте, и только 14% от размера TTF, PSV + 23%, PEG Nord + 10%, TRS + 54%, PVB зарегистрировал огромный рост +> 200%, но начал с очень низкой базы.

Рост ликвидности и все более широкое использование хабов для балансировки привели к тому, что в большинстве из них - Великобритании, Нидерландах, Бельгии, Дании, Франции, Испании, Италии, Австрии, Чехии, Польши (и, возможно, Словакии) - торговля газом по контрактам на день вперед (но не на протяжении дня) характеризуется непрерывным ежедневным ценовым сигналом либо на бирже, либо на внебиржевом рынке, что свидетельствует о росте прозрачности совершаемых сделок [178].

Однако только в хабах в Северо-Западной Европе (TTF, NCG, GPL, ZEE, PEG Nord) происходит выравнивание цен и уровень их конвергенции достаточно высок. К этой группе можно также отнести чешский хаб (VOB), который показывает

тесную корреляцию с ценами соседнего немецкого рынка, что указывает на отсутствие барьеров для приграничной торговли, хотя чешский хаб имеет значительно более низкую ликвидность, чем северо-западные европейские центры торговли газом. Напротив, другие хабы испытывали периоды высокой ценовой волатильности и дивергенции как по физическим причинам, так и другим.

Наличие волатильности цен на рынках трактуется участниками рынка неоднозначно. С одной стороны, трейдеры имеют возможность получать дополнительные прибыли, используя высокую волатильность цен в различных хабах. С другой стороны, она свидетельствует о неэффективном механизме балансирования и не отвечает целям как регулятора, так и потребителей газа. Поэтому вопрос о возможном снижении волатильности цен европейского рынка газа является одним из актуальных в области теоретических исследований.

Анализ долгосрочной тенденции коэффициента вариации цен на рынке газа США, который был выбран в качестве эталонного рынка газа как максимально либерализованный выявил снижение уровня волатильности на европейском рынке с течением времени по мере развития рыночной реформы вполне вероятно, что подтверждается полученными эмпирическими данными. Тем не менее, этот вывод не подтверждается на приемлемом уровне статистической надёжности. По крайней мере, было выявлено, что он не связан с институциональным драйвером предполагаемых изменений – сменой закреплённых контрактами моделей ценообразования, поскольку североамериканский газовый рынок не охвачен этим процессом. Вероятным источником снижения вариации цен здесь выступает обострение ценовой конкуренции под влиянием процесса распространения технологической инновации – «сланцевой революции», которая «прижимала» цены к замыкающим технологическим затратам на производство газа и доставку его потребителю (Рисунок 4).

В целом подтверждается вывод о том, что диверсификация технологий добычи природного газа, сопряжённое с ней обострение конкуренции между производителями и стимулируемая этими процессами дальнейшая эволюция институтов содействует улучшению «сигнальных свойств» цен на природный газ,

ставя их в более тесную зависимость от спроса и предложения и сокращая возможности их вариации по иным причинам [9].



Рисунок 4 – Скользящие коэффициенты вариации цен фьючерсов на природный газ со сроком исполнения в текущем месяце

По горизонтальной оси – даты начала периода скользящего окна.

Источник: расчёты автора по данным EIA (2016), [116]

Таким образом, газовые рынки Европы продолжают развиваться, но с разной скоростью. Существует ряд хабов, в основном в Западной Европе, которые хорошо функционируют в соответствии с амбициями ТЭП и Целевой моделью газового рынка таким образом, что формируют схожие ценовые сигналы, то есть функционируют как единый рынок. В настоящее время только три хаба предлагают надежные ценовые сигналы в течение дня (Великобритания, Бельгия и Италия). Большинство других хабов в Европе не обеспечивают надежный и конкурентоспособный ценовой сигнал.

Дальнейшее развитие европейских хабов во многом зависит от внутренней политики отдельных стран-челнов Европейского Сообщества. Например, в настоящее время сложно оценить последствия выхода Соединенного Королевства из ЕС. Великобритания является лидером в процессе либерализации и активным сторонником создания коммерческих энергетических рынков. Некоторые страны в Восточной Европе (например, Венгрия) имеют другую политическую повестку дня и поэтому, по мнению П. Хизера и Б. Петрович (Patrick Heather and Beatrice

Petrovich), без влияния Великобритании ЕС будет труднее обеспечить достижение целей Энергетических директив [178].

Как показывает проведенный анализ, проблемы с поставками газа в Великобритании появились задолго до завершения процедуры Brexit. Уже летом 2017 г. в британском хабе NBP сложилась нетипичная ситуация: 9 июня спотовая цена NBP незначительно превышала цену на бельгийском Зебрюгге (ZEE), а 14 июня ZEE уже превышала NBP на 42%, так как цена на NBP упала до 152 долл./тыс. м³ и практически сравнялась с ценами Henry Hub [196]. Это произошло из-за того, что местные производители резко увеличили продажи газа на внутреннем рынке в связи с переходом к закрытию крупнейшего в стране газохранилища Роу (Rough) [164]. Полагаем, что в дальнейшем этот фактор будет оказывать существенное влияние на формирование кратко- и среднесрочных цен на британском рынке газа [205].

Можно предположить, что прогнозируемый рост импорта СПГ в Европу будет оказывать понижающее давление на цены британского хаба. В то же время краткосрочное повышение цен может происходить из-за перебоев поставок СПГ в эту страну. Выход страны из ЕС и новые условия торговли со странами Союза могут в конечном итоге привести к росту цен на газовом рынке, поэтому некоторые эксперты предлагают изменить маршрут «Северного потока 2», направив одну из веток непосредственно в Великобританию. Несмотря на улучшения в области либерализации газовых рынков в Северо-Западной Европе, политическая цель Европейского союза по достижению единого энергетического рынка в газе, как полагают западные эксперты, не будет достигнута еще на протяжении многих лет.

Международная торговля газом

В исследуемый период 2006-2017 гг. мировая торговля природным газом развивалась под влиянием таких тенденций, как замедление спроса на первичную энергию и избыточного предложения ПЭР; манипулирование ценами на нефть как со стороны ведущих нетто-импортеров топлива, так и стран ОПЕК; поощрение отдельными государствами нелегальной и полулегальной торговли углеводородами.

По данным ВР, общий объем мирового экспорта природного газа в 2016 г. составил 1084,1 млрд м³ (включая трубопроводный газ – 737,5 млрд м³ и СПГ – 346,6 млрд м³). По сравнению с 2006 г. мировая торговля газом увеличилась на 44,9% (с 748,14 млрд м³, включая трубопроводный газ – 537,06 млрд м³, СПГ – 211,08 млрд м³). В настоящее время треть (32,0%) всей мировой торговли газом приходится на поставки сжиженного газа, что на 3,8% больше чем в 2006 г. (28,2%).

Крупнейшими экспортерами трубопроводного газа в 2016 г. являлись Россия (190,8 млрд м³), Норвегия (109,8 млрд м³), Канада (82,4 млрд м³), США (60,3 млрд м³), Нидерланды (52,3 млрд м³), Туркменистан (37,3 млрд м³), Алжир (37,1 млрд м³), Катар (20,0 млрд м³), Казахстан (16,6 млрд м³) и Боливия (16,1 млрд м³). Крупнейшими поставщиками СПГ – Катар (104,4 млрд м³), Австралия (56,8 млрд м³), Малайзия (32,1 млрд м³), Нигерия (23,7 млрд м³), Индонезия (21,2 млрд м³), Алжир (15,9 млрд м³), Тринидад и Тобаго (14,3 млрд м³), Россия (14,0 млрд м³), Оман (10,6 млрд м³), Папуа Новая Гвинея (10,4 млрд м³).

Основными импортерами трубопроводного газа стали Германия (99,3 млрд м³), США (82,5 млрд м³), Италия (59,4 млрд м³), Мексика (38,4), Нидерланды (38,0 млрд м³) и КНР (38,0 млрд м³), Турция (37,4 млрд м³), Великобритания (34,1 млрд м³), Франция (32,3 млрд м³) и Бельгия (22,2 млрд м³).

Среди ведущих импортеров СПГ – Япония (108,5 млрд м³), Южная Корея (43,9 млрд м³), Китай (34,3 млрд м³), Индия (22,5 млрд м³), Тайвань (19,9 млрд м³), Испания (13,2 млрд м³), Великобритания (10,5 млрд м³), Франция (9,7 млрд м³), Турция (7,7 млрд м³), Мексика (5,9 млрд м³).

В 2006-2016 гг. возрастает доля азиатского региона как крупнейшего покупателя СПГ за счет существенного снижения доли США и европейских стран. Так, удельный вес импорта азиатского региона увеличивается с 64,0% до 70,0% мировых поставок, или на 6%. Доля стран Европы сокращается с 27,2% до 14,5% мирового СПГ рынка, доля США – уменьшается почти в десять раз – с 7,8% до 0,7%. Катар сохраняет за собой первое место по объемам экспорта СПГ и треть мирового рынка (потеряв лишь 1% от 31% от общего мирового объема. По

сравнению с 2006 г. его доля на рынке сжиженного газа практически удвоилась и составила более 30%.

В 2016 г. мировая торговля газом выросла на 4,8%, чему способствовали более высокие темпы роста рынка СПГ - 6,2%. Большая часть роста чистого экспорта сжиженного газа пришлась на Австралию (19 млрд м³ из 21 млрд м³). Экспорт американского СПГ увеличился в 2015-2016 гг. с 0,7 млрд м³ до 4,4 млрд м³. По прогнозу ВР, международные поставки сжиженного газа в ближайшие четыре года вырастут еще на 30%.

Преимуществом рынка СПГ в отличие от рынка трубопроводного газа является возможность поставки сжиженного газа практически в любую точку мира и независимость его транспортировки от транзита через территорию третьих стран, что избавляет экспортеров от переговоров по согласованию условий транзита, а импортеров – от возможных сбоев поставок газа. Значительное снижение издержек на производство и доставку СПГ привело к росту его конкурентоспособности по сравнению с трубопроводным газом и нефтью, активизации торговли СПГ как в развитых, так и в развивающихся странах, появлению наряду с долгосрочными контрактами краткосрочных контрактов, развитию спотовых форм торговли и синхронизации динамики цен СПГ на различных региональных рынках.

Таким образом, одной из главных тенденций в развитии международной торговли газом стало возрастание доли краткосрочных сделок на рынке сжиженного газа и как следствие межгазовой конкуренции за счет следующих факторов:

- роста гибких контрактов СПГ, что способствовало переключению торговых потоков на рынки с высокими ценами;
- увеличения числа экспортеров и импортеров спотового газа (до 29 стран, включая реэкспортеров) против 6 экспортеров и 8 импортеров в 2000 г.;
- отсутствия собственного производства или возможности закупать газ по трубопроводам, включая Японию, Южную Корею и Тайвань;
- резкого роста глобальных мощностей по регазификации;

- значительного увеличения спроса в Азии и в странах с формирующимися рынками, такими как рынки Юго-Восточной Азии и Латинской Америки, что повысило напряженность на рынке СПГ;
- снижения конкурентоспособности СПГ по отношению к углю (главным образом в Европе) и сланцевому газу (в Северной Америке), что привело к перенаправлению высвободившихся объемов газа на другие рынки;
- большого разрыва между ценами в разных регионах, повысивший роль стратегии монетизации за счет арбитража;
- значительного увеличения танкерного флота СПГ, который позволил поддержать дальнемагистральный сегмент спотового рынка [188].

Несмотря на быстрые темпы развития торговли СПГ и процесса коммодитизации газа (биржевой торговли), расширения географии поставок и вступление на рынок новых игроков, единый глобальный газовый рынок еще не сформирован, что позволяет выявить различные тенденции динамики в отдельных географических сегментах. В 2016 г. в странах АТР и Северной Америки произошел рост доли рынка СПГ, а на остальных регионах она уменьшилась. Африканский экспорт СПГ сократился из-за снижения поставок из Алжира, Нигерии и Экваториальной Гвинеи, несмотря на возвращение на рынок Анголы и Египта в качестве стран-экспортеров. Производство в Латинской Америке (Тринидад и Перу) сократилось из-за проблем с сырьем, в то время как экспорт Европы и СНГ оставался неизменным по абсолютной величине, что также привело к снижению доли этих рынков. Североамериканский рынок будет увеличивать объем производства, экспортируя в 2016 г. примерно 1,0% глобального СПГ [188].

Рост импорта СПГ в 2016 г. был обеспечен в основном за счет традиционных покупателей - Китая и Индии, а также счет четырех новых участников, вышедших на рынок в 2015 года: Египта, Иордании, Пакистана и Польши. Во второй половине 2016 г. на рынок СПГ впервые также вышли Ямайка и Колумбия. В 2016 г. Франция становится крупным реэкпортером сжиженного газа.

АТР по-прежнему остается крупнейшим рынком СПГ, занимая 53,6% мирового предложения. При этом за последние полтора десятка лет наиболее

значительно, чем в других регионах, возросла внутрирегиональная торговля [188]. В 2016 г. доля краткосрочной торговли составила 28% от общей валовой торговли СПГ. Хотя пика она достигла в 2013 г., когда Япония увеличила закупки на спот-рынках после аварии на Фукусиме, а потом снизилась, так как другие страны заключали долгосрочные контракты после запуска новых проектов, ее объем удвоился за последние десять лет.

Региональные особенности газового рынка.

Структуру мирового газового рынка составляют три крупных региональных сегмента - европейский, североамериканский и азиатский. Как видно из данных таблицы 4 доля стран Северной Америки и Европы в 2006-2016 гг. в мировом импорте трубопроводного газа сокращается на 2% и 13,4%, соответственно, и СПГ - на 6% и 11%, соответственно в пользу рынков АТР, что иллюстрирует такие глобальные тенденции, как снижение энергопотребления экономик развитых стран мира, развитие «сланцевой революции» в США и смещение торговых потоков на азиатские рынки (Таблица 4).

Европа является крупнейшим региональным рынком газа. На европейский рынок поступает в 2016 г. около 44% мирового импорта газа, в том числе 56,4% поставок трубопроводного газа. Объемы экспорта составляют более 20% от мировой торговли. В 2016 г. трубопроводный газ на европейский рынок поступает из России (166,1 млрд м³), Норвегии (109,8 млрд м³), Нидерландов (52,3 млрд м³), Алжира (32,5 млрд м³), Великобритании (10,0 млрд м³) и др. Из стран СНГ кроме России поставки в Европу осуществляет Азербайджан (8,6 млрд м³), который существенно увеличил свой экспорт. Россия и Норвегия удовлетворяли около 60% потребностей европейского рынка в зарубежном газе. По сравнению с 2006 г. география поставщиков газа изменилась в сторону большей диверсификации.

Основными причинами торможения европейского спроса на газ в 2014-2015 гг. стали следующие процессы: старение населения; рост энергоэффективности жилого фонда; крайне медленное восстановление промышленности после кризиса; вялый рост спроса на электроэнергию; быстрый рост использования ВИЭ.

Таблица 4 – Региональная структура газового рынка, млрд м³

	импорт		экспорт	
	2006/в %	2016/в %	2006/в %	2016/в %
Европа				
Трубопроводный газ	375,05/69,8	415,8/56,4	180,36/33,6	207,6/28,1
СПГ	57,42/27,2	56,4/16,3	-	10,5/30,0
Северная Америка				
Трубопроводный газ	114,88/21,4	142,8/19,4	119,05/22,2	142,8/19,4
СПГ	17,5/8,3	8,7/2,5	1,72/0,8	4,4/1,3
АТР				
Трубопроводный газ	15,59/2,9	65,6/8,9	15,59/2,9	31,5/4,3
СПГ	135,19/64,0	241,6/69,7	85,45/40,5	129,3/37,3
Мир				
Трубопроводный газ	537,06/100	737,5/100	537,06/100	737,5/100
СПГ	211,08/100	346,6/100	211,08/100	346,6/100
Итого	748,14	1084,1	748,14	1084,1

Источник: составлено по [158]

Основным поставщиком СПГ на европейский рынок является Катар (23,6 млрд м³), удовлетворяющий около 42% потребностей в сжиженном газе. По сравнению с 2006 г. (9,3%), когда основными экспортерами выступали Алжир, Нигерия и Египет, доля Катара возросла в 4,5 раза. Поставки из первых двух стран остаются значительными на рынке европейских стран – 14,6 млрд м³ и 5,8 млрд м³ соответственно. Египет также возобновил небольшие поставки в Европу, однако он становится крупным импортером СПГ. Также СПГ в Европу поступает из Норвегии и Перу.

В 2016 г. Европа получила большую долю своего СПГ из Африки, чем годом ранее, поскольку экспорт из Ближнего Востока был перенаправлен в Азию и АТР. Крупными европейскими покупателями СПГ являются Великобритания, Испания, Турция, Франция и Италия. Сжиженный газ импортируют и другие европейские страны – Португалия, Бельгия, Греция, Литва, Польша и Нидерланды. Наибольший рост импорта в 2016 г. был отмечен во Франции и Испании из-за отключений АЭС во второй половине года и более прохладной погоды в это этот период [188].

Новые импортеры, Литва и Польша, рассматривают расширение потребления сжиженного газа в качестве источника замещения российского трубопроводного газа [61]. В декабре 2014 г. в Литве был введен в эксплуатацию терминал «Independence», который стал 21-м заводом на европейском рынке СПГ

[176]. Анализ экономического эффекта строительства регазификационного терминала в Литве свидетельствует о том, что продление контракта с Россией более выгодно с точки зрения уровня цен, чем импорт СПГ, за счет которого мог бы покрываться только пиковый спрос. Кроме того, Литва могла бы поставлять СПГ в соседние страны.

В целях диверсификации поставок газа Литва закупает не только норвежский СПГ, но с лета 2017 г. и сжиженный газ из США. Последствия литовского «газового маневра» для России заключаются, во-первых, в снижении объемов экспорта газа в Литву, а в перспективе, и в соседние страны: Латвию и Эстонию; во-вторых, в затруднении поставок газа на территорию Калининградской области через территорию Литвы.

Политические разногласия между Литвой и Россией могут затруднить реализацию транзитного договора, который действует до 2026 г. и создать проблемы для поставок газа в Калининград. Так как прокладка ответвлений от газопроводов подпадает под действие ТЭП, было принято решение о строительстве собственного СПГ завода в Калининградской области. Процесс регазификации будет осуществляться на ПРГУ и обеспечит подачу газа потребителям Калининградской области в объеме до 2,7 млрд м³ газа в год. Терминал одновременно может обеспечивать постоянный уровень спроса на продукцию российского СПГ-завода, снабжать газом Калининградскую область и конкурировать с литовским заводом за поставки дополнительных объемов на европейский рынок [119].

По данным Еврокомиссии, в I квартале 2017 г. Литва закупала газ у России по цене 180 долл./тыс. м³. По расчетам М. Беловой, американский газ импортируется в Литву по цене, значительно выше средней экспортной цены ПАО «Газпром», и конкурирует с норвежским газом, который поставляется в Литву по 241 долл./тыс. м³ [28].

Следует отметить в целом преобладание в товарной структуре западноевропейского импорта трубопроводного газа, на долю которого приходится около 80%. При этом наблюдается тенденция его опережающего роста по

сравнению с поставками СПГ, что является отличительной чертой данного региона. Вместе с тем в последнее время на государственном уровне приоритет отдается развитию торговли сжиженным газом, о чем свидетельствует десятилетний бум строительства СПГ терминалов – прирост с 10 единиц совокупной мощностью в 54,6 млрд м³ до 23 терминалов мощностью более 200 млрд м³ в 2008-2015 г. По словам Еврокомиссара Мароша Шефчовича, ЕС планирует создать все необходимые условия для развития СПГ торговли в целях снижения цен на энергоносители в Европе [124]. Прогнозируется, что к 2019 г. объемы поставок сжиженного газа в этот регион возрастут до 84 млрд м³.

В текущих условиях снижения цен на трубопроводный газ и невысокого спроса отмечается крайне низкая загруженность регазификационных мощностей СПГ и их недостаточно эффективное размещение по странам. В разработанной ЕС новой стратегии развития СПГ- торговли одной из ключевых целей является завершение строительства газовой инфраструктуры для обеспечения максимального использования существующих терминалов и снижения зависимости стран от одного поставщика [160].

*Страны АТР*⁵

Группа этих стран является вторым крупным региональным рынком газа и лидером по развитию СПГ торговли (70% мирового импорта). Объемы импорта трубопроводного газа весьма незначительны (65,6 млрд м³). На этот регион приходится около 14,8% мирового экспорта и 28% мирового импорта газа. Поставки отличаются высокой географической диверсификацией – газ экспортируется из всех регионов мира, большая часть приходится на внутрирегиональную торговлю и Ближний Восток. Крупнейшими поставщиками газа на этот рынок являются Катар, Малайзия, Австралия, Индонезия, Туркменистан, Россия др.

Долгое время в торговле стран АТР доминировал Ближний Восток, благодаря ведущей роли экспорта из Катара. Однако за счет роста производства СПГ в

⁵В анализ также включены развивающиеся страны из других регионов Азии.

Австралии (а также в Индонезии Donggi-Senoro LNG) Азиатско-Тихоокеанский регион стал играть ведущую роль в мировом экспорте сжиженного газа [188]

Крупнейшими покупателями СПГ являются Китай и Индия, которые предъявили самый высокий спрос на дополнительные объемы сжиженного газа в 2016 г. Расширяющиеся поставки из Австралии в течение 2017-2018 гг. будут способствовать дальнейшему расширению спроса в КНР и других странах Азии. В 2017 г. в Поднебесной наблюдался резкий рост спроса на СПГ (и цен до 10 долл./МБТЕ), побивший рекорд предыдущего года, вызванный переориентацией миллионов домохозяйств северо-востока страны с угля на газовое отопление. Пакистан также наращивает импорт газа. Азия в 2016 г. продемонстрировала самый сильный региональный рост торговли, оставаясь крупнейшим регионом внутри региональных сделок СПГ [188].

На Ближнем Востоке сохранение низких цен на СПГ в течение 2016 г. позволили увеличить импорт сжиженного газа Кувейту, ОАЭ, Израилю и Иордании. В ОАЭ была введена в эксплуатацию вторая ПРГУ. Иордания закупает газ, поставляя его в Египет, который, экспортируя незначительные объемы газа, активно наращивает импорт СПГ.

В то же время наибольшее абсолютное сокращение импорта СПГ произошло в Японии, где продолжается перезагрузка мощностей АЭС, хотя и медленными темпами. В 2016 г. после двух лет падения спроса на СПГ вырос южнокорейский импорт. Даже при падении цен на СПГ и росте цен на уголь, уголь остается высоко конкурентным в энергетическом секторе данного региона. Большая часть природного газа в АТР продается по долгосрочным контрактам с нефтяной привязкой. Биржевая торговля на основе единого центра отсутствует, рынок не консолидирован географически. Процессы либерализации и конкуренция на рынке слабо развиты, рынок не прозрачен. Однако в настоящее время активно развиваются биржи в Китае и Индии.

Таким образом, несмотря на то, что в последнее время в рамках долгосрочных контрактов более широко используются цены со спотовой

компонентой, неразвитость биржевой торговли остается одним из факторов, который препятствует снижению высокого уровня цен на газ в этом регионе.

На рынке крупнейшего покупателя газа, Китая, будет усиливаться конкуренция между поставщиками, что приведет к снижению цен и сокращению закупок. Это заставляет его отдельных партнеров искать новые рынки сбыта и менять экспортную стратегию. Так, Туркменистан планировал к 2030 г. экспортировать 180 млрд м³ в год в Китай, Индию, Россию и Иран и поставлять китайской CNPC до 65 млрд м³ газа в год. Однако проект трубопровода Центральная Азия - Китай, по которому предполагалось экспортировать газ, реализован лишь частично; строительство его четвертой ветки (30 млрд м³ в год) еще не началось. В настоящее время активно обсуждается проект трубопровода ТАПИ (Афганистан - Пакистан – Индия), мощностью 33 млрд м³ в год, в котором госконцерн «Туркменгаз» выполняет функции основного инвестора и управляющей компании. В январе 2017 г. туркменская компания по собственной инициативе прекратила поставки газа в Иран, обвинив National Iran Gas Co в неуплате около 2 млрд долл. долга и сократил добычу газа (с 69,6 до 66,8 млрд м³) в 2015-2016 гг. [126].

Североамериканский рынок, объединяющий США, Канаду и Мексику, является одним из ключевых на мировом рынке с точки зрения потенциала развития мировой торговли газом (13,6% мирового экспорта и 14,0% мирового импорта газа). В 2016 г. основные объемы газа направлялись из Канады в США (82,4 млрд м³), а также из США в Канаду и Мексику (21,9 млрд м³ и 38,4 м³, соответственно). Взаимная торговля между Канадой и США за последние два года сокращается, тогда как поставки газа из США в Мексику возрастают. По оценке консалтинговой компании IHS Energy, к 2020 г. американский экспорт в эту страну может возрасти еще на 50%, что обусловлено постепенным Мексикой от дизельного топлива при производстве электроэнергии. В результате роста поставок трубопроводного газа произошло масштабное сокращение импорта СПГ как в Мексике, так и Канаде, до самого низкого уровня с 2009 года [175], и повлияло на падение импорта во всем североамериканском регионе.

Другой важной формирующейся тенденцией развития североамериканского газового рынка является превращение США в крупного экспортера «голубого топлива» за счет экспорта СПГ, прежде всего, в Европу. В 2016 г. в США осуществлялось строительство пяти заводов по сжижению газа общей мощностью 80 млрд м³ [120].

Развитие экспорта СПГ из США на европейские рынки и потенциальная возможность удовлетворить около 50% потребностей этого региона обусловлена такими факторами, как: рост добычи газа и увеличение производственных мощностей СПГ терминалов в США; истощение запасов североморской нефти; либерализация европейских рынков газа и электроэнергии; обострившаяся геополитическая обстановка на Украине и Ближнем Востоке; стратегический курс ЕС на снижение зависимости от поставок газа из России, в том числе за счет ускоренного наращивания торговли СПГ.

В 2015-2016 гг. в Латинской Америке импорт СПГ существенно сократился за счет снижения темпов экономического роста в Бразилии, а также расширения добычи газа в Аргентине. Чили увеличила импорт СПГ, но часть реэкспортировала на аргентинский рынок. Новые покупатели СПГ - Колумбия и Ямайка незначительно компенсировали спад импорта в регионе [175]. Примерно 50% экспорта СПГ приходится на внутрирегиональную торговлю. Основным экспортером трубопроводного газа является Боливия (16,1 млрд м³).

Африканские страны импортируют около 1,2% трубопроводного газа и 2,9% СПГ, и в настоящее время их влияние на мировой газовый рынок как покупателей незначительно. Египет остается единственным в регионе импортером СПГ и занимает 7 место в мировом рейтинге крупнейших покупателей в 2016 г. Одновременно он экспортирует СПГ в незначительном объеме. Алжир (4,6%) занимает 6 место по экспорту сжиженного газа, хотя его поставки сокращаются второй год подряд, что связано с резким увеличением экспорта трубопроводного газа в Италию [175]. Снижается экспорт СПГ в Нигерии и Экваториальной Гвинее, и несмотря на возвращение на рынок Египта и Анголы в качестве поставщиков, африканский экспорт падает. Африканский регион считается наиболее

перспективным с точки зрения освоения больших неразведанных ресурсов углеводородов.

Таким образом, основными тенденциями развития мирового газового рынка в 2006-2016 гг. являются существенные изменения в его географии, товарной структуре и динамике основных индикаторов. В ходе количественного исследования были уточнены и подтверждены ранее выявленные тенденции, идентифицированные в первой главе. Как результат замедления темпов роста глобального потребления энергии и развития тенденции энергоэффективности при сохранении неравномерного размещения доказанных запасов происходит значительное снижение их прироста, в основном за счет вовлечения в оборот сланцевого газа, при продолжающемся абсолютном падении в странах ЕС и значительном увеличении в ряде стран, таких как США, КНР, Азербайджан, Австралия и др. В странах Латинской и Северной Америки (в последние пять лет), Африке наблюдается стагнация в приросте запасов при активной положительной динамике в АТР и на Ближнем Востоке, а также в странах СНГ.

Замедление роста мировой добычи, сопровождается абсолютным снижением производства газа в США, впервые с 2005 г., как результат низкого уровня глобального спроса и насыщения внутреннего рынка. Во многих европейских странах продолжается истощение внутренних запасов, используется политика ограничения добычи и диверсификации импортных поставок для ослабления от внешней сырьевой зависимости.

Вместе с тем в регионе сохраняется высокая концентрация поставщиков газа и 60% потребностей европейского рынка в импортном газе удовлетворяются за счет поставок только двух стран - России и Норвегии. Ассиметричный рост потребления газа в странах не ОЭСР, который во многом обеспечили Иран, Китай, Индия и другие быстро растущие экономики, изменил достигнутый паритет стран не ОЭСР с государствами-членами ОЭСР в пользу первой группы. В СНГ, включая Россию, а также в Бразилии наметилась тенденция падения потребления газа как результат низкого экономического роста.

В то же время в последние два года отмечается тенденция падения и сближения уровней региональных цен на газ в Европе, Азии и Северной Америке в результате глобального снижения спроса, а также различного влияния национальных факторов и масштабном развитии СПГ торговли. Продолжительность и глубина текущего спада цен на нефть остается ключевым фактором, определяющим поведение цен на газ. Ряд экспертов полагает, что цены на нефть будут находиться на достаточно низком уровне в течение долгого времени, однако их влияние на конъюнктуру рынка газа ослабевает по мере либерализации международной торговли данным энергоресурсом. Последовательное расширение СПГ торговли остается основным механизмом глобализации рынка данного ресурса, однако на современном этапе сдерживается существующим уровнем технологического и институционального развития отдельных сегментов газовой отрасли.

Эволюция институциональной структуры газового рынка нашла отражение в сформировавшейся в 80-х гг. «четырёхэтапной модели», представленной в работах зарубежных ученых, таких как Д. Эстрада, А. Моэ, К. Мартинсен, П. Дэвис [168], а также ее модификации в научных работах Т. Митровой [83, С.7-13]. Согласно этой модели, ключевым направлением развития газовых рынков является процесс дезинтеграции цепочки поставок, снижение роли государственного регулирования, переход от долгосрочных контрактных отношений к более гибким краткосрочным и, в конечном счете, к привязке цен к биржевым котировкам. В своем развитии газовый рынок повторяет основные этапы развития нефтяного рынка.

По мере роста потребления газа и развития газовой инфраструктуры происходит либерализация рынка в направлении постепенного перехода от его монополистической организации к конкурентной, то есть наиболее эффективной, а формы вертикальной интеграции и долгосрочные контракты рассматриваются как переходная модель. [156, С.68]. Территориальное расширение рынков и интеграция газотранспортных систем сопровождается увеличением количества производителей на рынке, ростом рисков по мере обострения конкуренции. На современном этапе рыночной эволюции (1970-1990 гг.) с целью развития

конкуренции происходит отказ от государственного регулирования отпускных цен производителей; приватизация и разделение видов деятельности газотранспортных компаний; предоставление крупным потребителям права выбора поставщика; ввод недискриминационного доступа к газотранспортным системам для потребителей, производителей, трейдеров и поставщиков, государственное регулирование ослабевает⁶. Однако полная либерализация газового рынка по многим причинам не является самой эффективной моделью и требует дальнейшего совершенствования.

Анализ итогов процесса либерализации газовых рынков в мире демонстрирует, что либерализация рынков Северной Америки и Европы проводилась революционным путем. Во всех странах наблюдалось противодействие реформам дерегулирования газовой отрасли, при этом инициатива развития конкурентного рынка исходила от потребителей, потенциальный выигрыш которых значительно превышает выигрыш добывающих компаний [54, С. 155]; успех институциональных реформ во многом обусловлен тем, что они проводились в условиях избытка предложения, что приводило к понижению цен; глобальный рынок газа до сих пор не сформирован, действуют три региональных рынка (европейский, североамериканский и рынок АТР, который в отличие от двух других достаточно фрагментирован и создание единого регионального рынка через систему хабов ожидается в среднесрочной перспективе; региональные рынки газа дифференцированы по методам ценообразования и ценовой динамики, что объясняет ценовую дивергенцию и отсутствие единой мировой ценовой индикации [66, С.72-85].

Российский рынок газа имеет свои специфические особенности, и западные методы либерализации газового рынка не могут быть использованы в неизменном виде на данном этапе его эволюции.

⁶ Прим. Реформы в газовой сфере проводились в США – в 1978-1995 гг., Канаде - 1987-1996 гг., Великобритании - 1985-1998 гг., ЕС - с 1998 г. по настоящее время, в Японии с 1995 г.

1.3 Вызовы и риски для российских экспортеров природного газа на современном этапе развития энергетических рынков

Понятие риска в экономике является комплексным и неоднозначным. Различные исследователи и экономические школы по-разному трактуют сущность понятия риска, виды рисков, возможности управления ими. Основоположником теории рисков в экономике считается американский исследователь К. Найт, который в 1920-х гг. впервые в научной практике определил понятия риска и неопределенности в экономике, изложил собственную классификацию рисков и предложил методы снижения рисков [192]. В последние годы вопросам оценки рисков в научной литературе и управленческой практике уделяется все больше внимания, значительно выросло число научных работ на эту тему, как в России, так и за рубежом [204].

Целесообразно рассмотреть основные существующие подходы к понятию риска в экономике. Как показывает анализ, в целом широко распространено суждение о риске как о возможности опасности или неудачи. В экономической литературе сложилось множество различных определений риска [68], однако все их объединяет понимание того, что риск — это вероятность, или ситуация, при которой возможно возникновение убытков или неполучение прибыли, по сравнению с тем сценарием, когда такая вероятность отсутствует, или ситуация не возникает. Таким образом, основная черта риска — это опасность, вероятность возникновения неудачи [190].

Таким образом, риск подразумевает наличие состояния неопределенности, которое присуще возникновению и развитию многих экономических процессов и факторов. При этом необходимо отличать ситуацию риска от ситуации неопределенности. В ситуации неопределенности невозможно установить вероятность наступления результатов решений или событий. В ситуации риска такая возможность присутствует, то есть, ситуация риска в экономике является частным случаем состояния экономической неопределенности.

Кроме того, риск подразумевает наличие возможности выбора из нескольких вариантов действий, а также возможность анализа последствий выбора того или иного варианта действий. Таким образом, понятие риска тесным образом связано со статистическими процессами, вероятностными оценками, а, следовательно, может быть подвергнуто изучению как с помощью качественных методов экономического исследования, так и с помощью методов экономико-математического моделирования и вероятностного анализа [201].

На практике это означает, что существует возможность оценить вероятность событий и их влияние на реализацию проекта, возникающих в результате деятельности партнеров, активности конкурентов, влияния природной среды, внедрения научно-технических достижений и т. д.

Ситуация риска возникает в том случае, когда состояние неопределенности несет в себе угрозу для субъекта. При этом неопределенности и угрозы могут возникать как во внешней, так и во внутренней среде. Понятия внешней и внутренней среды по отношению к участникам экономических процессов являются одними из базовых в экономической теории, менеджменте, теории систем, применяются в различных науках в прикладном аспекте и подробно описаны во многих научных исследованиях [59]. Внешняя среда включает в себя объективные экономические, социальные и политические условия, в рамках которых осуществляется экономическая деятельность и к динамике которых она вынуждена приспосабливаться. К факторам внешней среды относятся возможные изменения в общественных потребностях и потребительском спросе, появление технических и технологических новшеств, изменение политической обстановки, влияющей на экономическую деятельность, непредсказуемые природные явления и т.д. К факторам внутренней среды относятся особенности системы управления на предприятии, ее эффективность, финансовое состояние компании, структура активов и пассивов, наличие кадровых ресурсов, а также их качество, то есть, компетентность и профессионализм специалистов и руководителей, уровень технологической развитости компании, цифровизация производства, способность к инновациям. Для нефтегазовой отрасли особое значение имеют такие

факторы, как соотношение между ресурсами и запасами на балансе компании, эффективность производства и себестоимость добычи нефти и/или природного газа [6].

При этом как во внешней, так и во внутренней среде необходимо учитывать наличие случайных факторов, которые могут оказывать значительное влияние на реализацию любых проектов. Вероятностная сущность многих экономических и технологических процессов приводят к тому, что в сходных условиях одно и то же событие происходит неодинаково, т.е. имеет место элемент случайности. Это предопределяет невозможность предвидения наступления предполагаемого однозначного результата. Так, например, в нефтегазовой отрасли, на первых этапах разведки и разработки месторождения, несмотря на высокий уровень развития технологий разведки, не всегда возможно с высокой точностью предсказать будущие параметры добычи, состава и качества добываемого сырья, и т.д. Вместе с тем, руководителям проекта необходимо принимать решения о том, какое оборудование и персонал необходимы для организации производства, рассчитывать необходимые затраты, и качество данных решений будет влиять на эффективность реализации проекта [7].

В технологически сложных отраслях, к которым относится и нефтегазовая отрасль, весьма заметное и не всегда предсказуемое влияние на результаты деятельности оказывают различные техногенные аварии, вызванные выходом из строя оборудования, либо неправильной его эксплуатацией, нарушением правил безопасности и т.д. При этом, несмотря на все усилия, направленные на уменьшение вероятности появления такого рода случайных событий и на снижение величины причиняемого ими ущерба, эти события остаются возможными, их не могут полностью предотвратить даже самые дорогостоящие инженерно-технические мероприятия.

Влияние малопредсказуемых, случайных или спонтанных факторов внешней среды на возникновение ситуации риска также может быть крайне велико. Основной причиной возникновения таких факторов является наличие противоборствующих тенденций, столкновение противоречивых интересов

участников экономических и политических процессов. Проявление этого источника риска весьма многообразно: конкуренция, политическая борьба, столкновение экономических интересов, конфликтные ситуации. Развитие подобных негативных процессов может привести к протекционистским ограничениям в торговле («торговым войнам»), ограничению доступа на рынки услуг и капитала, ограничениям экономической деятельности компаний, заморозке или аресту активов, экспроприации собственности и другим видам санкций, а также открытым военным конфликтам. Безусловно, подобные сценарии, как правило, наносят тяжелый урон экономической деятельности, зачастую приводя к отказу от реализации крупных проектов. В силу ресурсного характера, высокой доходности, высокой технологичности, высокого уровня интернационализации и кооперации, нефтегазовая отрасль особенно сильно подвержена негативному влиянию подобных факторов. С другой стороны, длительное воздействие ограничительных санкций и агрессивная внешняя среда могут способствовать активизации использования внутренних организационных и технологических ресурсов государств и компаний, диверсификации экономики, технологическому развитию вопреки наложенным ограничениям, как это происходит в последние годы с Российской Федерацией.⁷

Ввиду сложности понятия риска в литературе пока еще не сложилось общепринятой системы классификации экономических рисков. В этой связи существует множество различных подходов к их классификации рисков. Особенности каждого подхода определяются в большей степени целями и задачами классификации в каждом конкретном случае [80]. Тем не менее, по результатам анализ, нами был определен ряд наиболее общих важных элементов, которые лежат в основе большинства систем классификации и типологизации рисков, а именно:

- время возникновения риска;
- основные факторы возникновения риска;
- источник возникновения риска;

⁷ Новак заявил, что санкции США не нанесут вреда энергетике РФ. // ТАСС, 27 января. URL: <http://tass.ru/ekonomika/4908257> (дата обращения: 11.02.2018).

- характер последствий в случае реализации рискованной ситуации;
- сфера возникновения риска и другие.

По времени возникновения риски можно разделить на ретроспективные (возникавшие в прошлом), текущие (имеющиеся сейчас) и перспективные (могут возникнуть в будущем). Важность данной классификации состоит в том, что анализ ретроспективных рисков, их характера и опыта по управлению ими, либо ликвидации их последствий, дает возможность более точно прогнозировать текущие и перспективные риски и принимать более взвешенные управленческие и инвестиционные решения.

По факторам возникновения риски в целом подразделяются на политические и экономические. К политическим рискам относятся состояния, обусловленные изменениями политической обстановки, влияющей на экономическую деятельность (изменения режима и параметров регулирования, все виды санкций, военные действия и т.д.). Экономические риски обусловлены неблагоприятными изменениями в экономике страны, либо в экономике конкретной отрасли, группы предприятий или одной компании. Многие исследователи отмечают, что политические и экономические риски тесно взаимосвязаны между собой и зачастую возникают одновременно или вследствие друг друга [64]. Наиболее распространенным видом экономического риска, в котором сконцентрированы частные риски, является изменение конъюнктуры рынка, повлекшее изменение баланса спроса и предложения, невозможность компании своевременно выполнять платежные обязательства, изменение уровня управления и другие.

По источнику возникновения риски традиционно разделяются на внешние и внутренние. К внешним относятся риски, непосредственно не связанные с деятельностью компании. На уровень внешних рисков влияет очень большое количество факторов — политические, экономические, демографические, социальные, географические и др. К внутренним относятся риски, напротив, обусловленные деятельностью самой компании. На их уровень влияет деловая активность руководства, выбор стратегии развития, производственный потенциал,

способность к инновациям, техническое оснащение, уровень специализации, уровень производительности труда, техники безопасности.

По характеру последствий риски подразделяются на чистые и спекулятивные. Чистые риски (в литературе их иногда называют простыми или статическими) характеризуются тем, что они практически всегда несут в себе потери для предпринимательской деятельности. Причинами чистых рисков могут быть стихийные бедствия, войны, несчастные случаи, преступные действия, недееспособность организации и многое другое.

Спекулятивные риски (в литературе их иногда называют динамическими или коммерческими) характеризуются тем, что они могут нести в себе как потери, так и дополнительную прибыль для предпринимателя по отношению к ожидаемому результату. Причинами спекулятивных рисков могут быть изменение конъюнктуры рынка, изменение курсов валют, изменение налогового законодательства и др. [88]

Наиболее многочисленная группа рисков возникает в случае классификации по сфере возникновения. В основу такой классификации положены различные сферы экономической деятельности: многочисленные виды производства, коммерческая торговля, финансовая и банковская деятельность, страхование, государственное управление и т.д.

В последнее десятилетие Россия оказалась перед весьма серьезными вызовами. Как показало исследование конъюнктуры региональных газовых рынков, произошла существенная трансформация мирового спроса в связи с ориентацией ряда крупнейших традиционных импортеров газа на самообеспечение, переход на новые технологии добычи и переработки энергетических ресурсов.

Прогнозируется, что торможение спроса на рынках традиционного присутствия России, каким является Европа, будет носить долгосрочный характер. Появление новых производителей, рост значимости нетрадиционных ресурсов углеводородов и ускоренное развитие ВИЭ, как было выявлено выше, ведут к ужесточению конкуренции на европейском энергетическом рынке.

В этих условиях главным приоритетом в развитии ТЭК является его качественное обновление. Стратегия в области внешней энергетической политики России должна быть направлена на адаптацию поведения российских компаний на рынках топливно-энергетических ресурсов к новым тенденциям развития, а также содействие формированию общих рынков энергоносителей Евразийского экономического пространства. При значительном снижении энергоемкости российской экономики предполагается сохранить текущую долю газа в структуре энергопотребления, а также увеличить долю нетопливной энергетики.

Перспективным рынком сбыта энергоносителей становятся страны АТР, где в долгосрочной перспективе будет расти спрос не только на внешние поставки СПГ, но и нефть. Потребление газа к 2035 г. в развивающихся странах Азии на треть будет обеспечиваться за счет импорта.

В настоящее время доминирующее положение на рынке СПГ занимает Катар. Около 70% катарского сжиженного газа поступает в Азию и более 20% в Европу. В 2012 г. около четверти объемов СПГ было продано по краткосрочным контрактам и сделкам рынка спот [55]. Американский СПГ, который выгоднее транспортировать в Европу, чем в АТР (с учетом расширения Панамского канала) займет место катарского газа, который, как и раньше, будет экспортироваться в Азию. Американский «гибкий газ», предназначенный для Азии, будет заменен австралийским СПГ, что объясняется выигрышами в транспортных расходах из-за более короткого расстояния.

Данные схемы эффективны при высоких ценах на нефть. В случае низких цен дешевый трубопроводный российский газ с учетом поставляемых объемов является наиболее привлекательным для европейских потребителей и успешно конкурирует с СПГ, что подтвердила повышательная динамика объемов экспорта ПАО «Газпром» в 2015-2017 гг. Кроме того Европа не обладает технической возможностью полностью отказаться от российского газа в пользу СПГ, и это расценивается как гарантия сохранения уровня его поставок в среднесрочной перспективе [47].

В последние два года российский газ показал свою конкурентоспособность по сравнению с СПГ. Как отмечает Bloomberg, после снижения цены на европейском рынке почти на 100 долл. за тыс. м³ (с 340 долл. до 237 долл.) в 2015 г. уже в августе европейские потребители сократили закупки сжиженного газа на 3,4% и увеличили спрос на трубопроводный газ из РФ на 20%.

По данным отчетности компании, в I полугодии 2017 года ПАО «Газпром» в основном по долгосрочным контрактам реализовал в Европу 94,518 млрд м³ природного газа. Из них 76,684 млрд м³ в Западную Европу (50% пришлось на Германию и Италию) и 17,834 млрд м³ - в Центральную Европу (74% импортировали Польша, Венгрия, Чехия и Словакия) [140].

В долгосрочной перспективе спрос на СПГ в Европе будет возрастать (с 30 млн т в 2014 г. до 74 млн т. к 2025 г.) вместе с количеством регазификационных мощностей. Одновременно будет увеличиваться предложение со стороны крупных производителей СПГ.

Вместе с тем к 2020 г. увеличение экспорта со стороны США и Австралии, которые станут основными производителями СПГ к 2020 г., приведет к снижению рыночной доли ближневосточного региона и росту поставок американского СПГ до 45 млн в год, треть этого объема будет приходиться на Европу [112]. В Северной Америке к строительству уже заявлены заводы СПГ суммарной мощностью до 200 млн т. в год (на 100 млн т получены экспортные лицензии) [145]. Таким образом, в перспективе предстоит упорная конкурентная борьба за удержание и наращивание своей доли на ключевом для России европейском рынке.

Вторым внешним вызовом для развития энергетики России является слабая диверсификация рынков сбыта энергоресурсов и товарной структуры экспорта. Эта проблема стоит достаточно остро из-за повышения рисков транзита российского газа через территорию Украины. Дважды экспорт газа (в январе 2006 г. и январе 2009 г.) приостанавливался из-за конфликтов с украинской стороной по поводу оплаты за газ. При этом ответственность перед западными покупателями по условиям контракта лежит на стороне России как на поставщике газа в пункт сдачи-приемки. В результате надежность экспорта российского газа была поставлена под

сомнение, а политизированность энергетической сферы российско-европейского взаимодействия возросла. Эта ситуация стала одной из важнейших предпосылок принятия решения о строительстве новых маршрутов поставок газа в обход транзитных стран.

Развитие производства и экспорта российского СПГ как на территории РФ, так и третьих стран является одним из стратегических направлений развития компании ПАО «Газпром» с 2004 г. и рассматривается как одно из направлений диверсификации хозяйственной деятельности. В 2016 г. объем реализации СПГ вырос на 4,0 % по сравнению с 2015 г. и составил 4,94 млрд м³. Ключевым направлением поставок СПГ остается рынок Японии, на который было продано около 45% всего объема, реализованного СПГ. Значительно возросли поставки СПГ на Тайвань. В 2016 г. вновь осуществлены поставки СПГ в Мексику и ОАЭ.

Расширяется сотрудничество с новыми игроками мирового рынка СПГ. Так, в сентябре 2016 г. подписан Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в области СПГ между ПАО «Газпром» и компанией Nogaholding (Бахрейн), в декабре 2016 г. – аналогичное соглашение с компанией KOGAS (Корея). Текущее состояние рынка СПГ в России определяется тем, что производство сжиженного газа осуществляется в рамках только одного проекта «Сахалин-2», оператором которого является ПАО «Газпром». В 2015 г. было произведено 10,8 млн тонн СПГ, который экспортируется в Японию, Корею, Китай, Тайвань и Таиланд и принято решение расширить мощности за счет запуска третьей и четвертой очередей в 2021 г.

В 2017 г. было решено перенести строительство третьей линии СПГ-завода на Сахалине до 2023-2024 гг., что имеет свое экономическое обоснование. Во-первых, в отношении Южно-Кириного месторождения действуют санкции со стороны США, поэтому ПАО «Газпром» не может закупить самостоятельно зарубежное оборудование для работы на шельфе и расширить ресурсную базу до уровня 5-6 млрд м³, необходимого для запуска третьей очереди.

Во-вторых, строительство газопроводов «Северный поток – 2» и «Турецкий поток» в заявленные сроки с привлечением проектного финансирования увеличит

долговую нагрузку компании к 2019 г. на 100 млрд руб. по сравнению с уровнем около 3 трлн рублей на сентябрь 2016 года. Также ПАО «Газпром» необходимо завершить строительство Амурского ГПЗ (42 млрд м³ природного газа в год), который технологически связан с «Силой Сибири» для выполнения контракта на поставку газа в Китай.

В-третьих, в настоящее время рынок СПГ находится под давлением ожиданий, связанных с реализацией новых проектов в США. Как прогнозируется, это давление уменьшится к середине 2020-х годов, когда появится незаконтрактованная ниша после завершения части долгосрочных контрактов и нынешние экспортеры СПГ (например, Индонезия и Малайзия) станут импортировать газ из-за сокращения внутренней добычи [24].

Другой проект «Ямал СПГ» реализуется на полуострове Ямал на базе Южно-Тамбейского месторождения. Строительство завода по сжижению природного газа осуществляется тремя очередями с запуском в 2017, 2018 и 2019 г. соответственно. Проект предусматривает ежегодное производство около 16,5 млн т СПГ с поставкой на рынки стран АТР и Европы.

В планах ПАО «Газпром» построить два завода СПГ мощностью 10 млн т в год – терминал во Владивостоке к 2018 г. (с поставкой в АТР) и в Ленинградской области (Балтийский СПГ). В качестве целевых рынков сбыта СПГ, который будет производиться на заводе, рассматриваются страны Атлантического региона, Ближнего Востока, Южной Азии, рынки малотоннажного СПГ в регионах Балтийского и Северного морей. Также изучается возможность проведения разменных операций СПГ-СПГ [16].

В декабре 2013 г. был принят закон о либерализации экспорта сжиженного газа, по которому право поставлять газ на международный получили «Роснефть», ее дочерние компании, а совместный проект «Новатэк», Total и CNPC «Ямал СПГ». Прогнозируется, что благодаря принятию этого закона к 2020 г. российский СПГ сможет удовлетворять до 14-20% мировых потребностей [145].

Если ПАО «Газпром» рассматривает СПГ-рынок как еще одну дополнительную возможность расширения экспортных поставок, то другие ВИНК

- как возможность диверсифицировать источники доходов, частично компенсировав падение от продажи нефти в условиях низких цен и вялого спроса. Так, ПАО НК «Роснефть» в 2013 г. подписала соглашение с ExxonMobil о строительстве завода по сжижению газа, добываемого в рамках проекта «Сахалин-1» на Дальнем Востоке в порту Де-Кастри в Хабаровском крае, на берегу Татарского пролива мощностью более 5 млн т в год - «Дальневосточный СПГ», а также в Ненецком автономном округе.

В целях снижения рисков падения европейского спроса на газ Россия диверсифицирует экспортные маршруты и планирует расширить свое присутствие на рынках АТР с 6 до 30% суммарного объема экспорта «голубого топлива», а также увеличить долю СПГ. При этом энергетические рынки Европы и СНГ и после 2016 г. останутся основными рынками сбыта продукции российского ТЭК. Предполагается, что спрос на российский экспортный газ будет увеличиваться в среднем на 1,9% в год в период до 2035 г. [1, С.7].

Третьим вызовом для России стало изменение режима функционирования оптовых рынков газа в Европе с принятием Третьего энергетического пакета (2009 г.). Как отмечалось выше, компании ПАО «Газпром» пришлось пересмотреть практически все контракты с ЕС, начиная с 2009 г., и продолжить эту практику в связи со снижением цен на нефть после 2014 г., что значительно снизило ценовую привлекательность европейского рынка для российского монополиста. Вместе с тем эксперты отмечают, что в 2011-2013 гг. на ценообразование в европейских хабах большое влияние оказали цены маржинальных поставок, включая и российский газ свыше контрактных объемов на условии «бери или плати», которые стали рассматриваться как рыночные ориентиры.

Летом 2017 г. Еврокомиссия подготовила поправки в законодательство, согласно которым регулирование ЕС будет распространяться на все газопроводы (в том числе морские), по которым газ поступает в Европу. По сообщению ЕК, после принятия данного документа «основные принципы энергетического законодательства ЕС (доступ третьих сторон, тарифное регулирование, разделение собственности и прозрачность) будут применяться ко всем газопроводам в третьи

страны и из них до границы юрисдикции ЕС». Эти поправки должны быть утверждены Европарламентом и Советом ЕС до конца 2018 г. В сообщении ЕК указывается, что для уже существующих трансграничных трубопроводов могут быть сделаны некоторые исключения, если они «не наносят ущерба конкуренции или безопасности поставок». Например, из-под действия поправок будет выведен проект Трансадриатического трубопровода, который пройдет от турецкой границы через Грецию, Албанию и через Адриатическое море дойдет до севера Италии.

Вместе с тем, действие данного документа может затронуть не только строящиеся в настоящее время газопроводы с участием ПАО «Газпром» - «Северный поток – 2» и «Турецкий поток» (вторую нитку, которая пойдет в Европу по территории Турции), но и действующий с 2011 г. «Северный поток».

Формирующимся четвертым вызовом для России является фактор неопределенности динамики спроса в АТР, в том числе на газовом рынке Китая. Уточним, что главным покупателем российского газа должен стать Китай. Планируется, что к 2020 г. КНР будет закупать 75–80 млрд м³ трубопроводного газа и увеличит импорт газа к 2030 г. до 120–130 млрд м³ по трубопроводам и до 70–80 млрд м³ – в виде СПГ (в том числе из России). При этом Китай планирует самостоятельно добывать 270–346 млрд м³ газа (в зависимости от успехов в разработке месторождений сланцевого газа).

В настоящее время весь трубопроводный газ в Китай поступает из Туркмении и Мьянмы (в незначительных объемах из Узбекистана и Казахстана). Россия будет поставлять газ в Китай по двум направлениям (восточному и западному) в течение тридцати лет по трубопроводам – «Сила Сибири» и «Алтай» («Сила Сибири-2»), проектная мощность которых составит 38 и 30 млрд м³ в год соответственно [39]. ПАО «Газпром» оценивает стоимость реализации двух проектов в 770 и 500 млрд руб., соответственно (около 20 млрд долл.), эксперт Михаил Корчемкин – в 80 млрд долл. и прогнозирует, что вложения могут не окупиться в случае низкого спроса на газ со стороны КНР [58]. Общая стоимость договора поставки газа по газопроводу «Сила Сибири» (май 2014 года) оценивается в сумму 400 млрд долл. [39].

ПАО «Газпром» рассчитывает нарастить долю стран АТР в общем объеме своего экспорта до 35% к 2035 г., увеличив поставки газа в Китай до 100 млрд м³. По заявлению руководства компании, экспорт российского газа в восточном направлении может превысить объемы, поставляемые в Европу (150–160 млрд м³ в год).

Согласно прогнозу ИНЭИ РАН, экспортный газовый потенциал России в направлении стран АТР к 2030 г. составит 20,7 млрд м³, а к 2040 году – 43,8 млрд м³. газа. По другим оценкам, к 2030 г. ПАО «Газпром» может поставлять около 40–55 млрд м³ в год при условии, что другие страны не будут наращивать поставки трубопроводного газа в Китай [124]. Руководство Китая занимает противоречивую позицию. Представитель CNPC Ван Чжэнь полагает, что цель России поставлять газ в Китай в объеме 100 млрд м³ является достижимой [166]. Однако, если в Китае произойдет «сланцевая революция», то избыток предложения газа на внутреннем рынке может достичь 100 млрд м³. Вместе с тем экономический рост в КНР замедляется, и оценки динамики потребления газа корректируются в сторону снижения. Так, в 2015 г. прогноз спроса снижен с 600 млрд м³ (прогноз 2012 г.) до 380–540 млрд м³ в 2030 г. [181, p.51].

Таким образом, перспективы закупок газа и структура импорта Китая остаются неопределенными. КНР заинтересована импортировать газ по максимально низким ценам, поэтому планирует наращивать закупки СПГ из Австралии и США, а также разрабатывать собственные шельфовые месторождения. Как указывалось выше, доля газа в структуре ПЭР Китая останется незначительной. С учетом всех факторов наиболее реалистичным сценарием является наращивание российского газового экспорта в КНР максимально до 68 млрд м³ к 2020 г., что может лишь частично компенсировать возможное снижение спроса на российский газ на рынках стран Европы.

Пятым вызовом для развития российского нефтегазового комплекса стали западные санкции ЕС и США против России в ответ на присоединение Крыма и российскую политику на Украине, впервые введенные в 2014 г. С целью снижения зависимости по оборудованию и услугам в нефтегазовой отрасли в России была

запущена политика импортозамещения. В настоящее время наибольшая зависимость от импорта (до 90–95%) наблюдается в сфере разработки шельфа, а также по технологиям и оборудованию для увеличения нефтеотдачи пластов. Санкции по шельфу могут повлиять на нефтегазовую отрасль уже в ближайшем будущем. Так, санкции США, ограничивающие участие компаний в шельфовых проектах в России, распространяются на Южно-Кириновское месторождение (проект «Сахалин–3»), газ из которого предполагалось направить на действующий СПГ–завод на Сахалине с перспективой расширения мощностей. В результате компания Shell, ранее проявившая интерес к данному проекту, не сможет стать партнером ПАО «Газпром». Отсутствие иностранного партнера в проекте вынудит ПАО «Газпром» сдвинуть сроки его реализации или искать новых партнеров. Однако необходимо учитывать, что определяющим фактором для ПАО «Газпром» при выборе партнера является не столько необходимость в привлечении инвестиций, сколько специализированные технологии и оборудование, которыми потенциальные партнеры из азиатских стран пока не обладают.

Западные санкции не оказали существенного влияния на текущие производственные показатели нефтяной и газовой отраслей за 2014-2016 гг., однако в случае их сохранения в долгосрочной перспективе может замедлиться реализация проектов на шельфе. Импортозамещение оборудования и технологий в нефтегазовой отрасли к 2020 г. сможет значительно снизить зависимость от импорта, однако необходимость поиска альтернативных внешних поставщиков будет сохраняться в течение неопределенного времени. Российский нефтегазовый сектор частично адаптировался к санкциям за счет гибкости норм ЕС, партнерства с АТР и отдельных мер государственной политики, но системные проблемы технологического отставания требуют эффективного решения.

Полагаем, что для преодоления вызовов и рисков, вызванных изменениями на газовых рынках и в мировой экономике в целом, необходимо и целесообразно развивать внешнеэкономические связи в трех направлениях:

- 1) создать новую систему взаимоотношений с европейскими потребителями природного газа и адаптировать договорные условия к новым моделям ценообразования, а также возобновить Энергодиалог с ЕС в новом формате;
- 2) диверсифицировать транспортные маршруты поставок трубопроводного газа в западном и восточном направлении;
- 3) совершенствовать структуру сырьевого экспорта, наращивая производство и внешние поставки СПГ.

Глава 2 Эволюция энергетической политики ЕС. Позиция России на европейском рынке газа на современном этапе

2.1 Эволюция энергетической политики ЕС

Развитие торговли газом в Европе с самого начала проходило в фарватере интеграционных процессов, происходящих в рамках ЕС⁸, и было обусловлено целями формирования единой энергетической политики и единого энергетического рынка объединенной Европы.

Уточним, что Европейский Союз впервые столкнулся с необходимостью проведения энергетической политики более полувека назад в связи с необходимостью государственного вмешательства в регулирование предложения на рынках угля и стали. Поэтому первым шагом ЕС на пути формирования Энергетической политики Европейского Союза (ЭПЕС) является заключение двух отраслевых договоров: об учреждении Европейского объединения угля и стали (ЕОУС) от 1951 г. между Францией, ФРГ, Италией, Бельгией, Нидерландами и Люксембургом и Европейского агентства по атомной энергии (Евратом) от 1957 г. Другие отрасли ТЭК были подчинены правовому режиму Римского договора 1957 года о Европейском экономическом сообществе⁹.

Данные соглашения заложили фундамент и традицию энергетической политики ЕС на долгосрочную перспективу – использовать внутреннее измерение в качестве мотора интеграционного процесса [31, С.116-125]. В ее основе лежала идея о том, что ликвидация барьеров в торговле и рост конкуренции приведут к снижению цен на энергию и повышению экономической конкурентоспособности ЕС. Поэтому созданию общего рынка энергии за счет либерализации торговли и постепенной гомогенизации национальных ТЭК было отведено центральное место. С

⁸ Прим. Европейского союза (ЕС). Ранее ЕЭС – Европейское экономическое сообщество.

⁹ Прим. Римский договор впервые поставил цель построения единого внутреннего рынка, которая на энергетическом направлении в полной мере не реализована до сих пор.

определённой долей условности эволюцию энергетической политики ЕС можно представить в виде семи этапов.

Под влиянием беспрецедентно высокой зависимости стран-членов ЕС от импортной нефти (около 70% потребления) в начале 1970-х гг. развитие энергетического рынка, включая рынок газа, стало рассматриваться под углом обеспечения безопасности внешних поставок энергоносителей. Принцип надежного и бесперебойного энергоснабжения на приемлемых экономических условиях был сформулирован на Парижском саммите в октябре 1972 г. [20]

В 1980-е гг. в условиях начавшейся приватизации и демонополизации ТЭК в США и Великобритании происходит институциональная подготовка к созданию единого европейского рынка энергии путем использования методов так называемой негативной интеграции, направленных на устранение действующих барьеров. На данном этапе планируется создать единый энергетический рынок до 1992 г., начать либерализацию рынков топлива и электроэнергии, содействовать развитию газовой промышленности и электроэнергетики. Ставится задача увеличить гибкость европейской энергосистемы.

В следующем десятилетии в числе приоритетов энергетической политики ЕС закрепляется инфраструктурный трек, интеграция внутренней и внешней политики (позитивная интеграция). В декабре 1991 года принимается декларация о намерениях, получившая название «Европейская энергетическая хартия». Основной целью объявляется сотрудничество, направленное на повышение надежности энергоснабжения, эффективности производства и использования энергии, а также сведение к минимуму проблем окружающей среды. Для преобразования намерений Хартии в обязывающие юридические обязательства подписывается Договор Энергетической хартии.

В 1992 г. заключается договор о Европейском союзе (Маастрихтский договор), в котором помимо введения единой валюты, провозглашается цель создания трансграничной энерготранспортной инфраструктуры внутри ЕС. Разработанная в 1995 г. Европейской Комиссией Белая книга «Энергетическая политика ЕС» в качестве целей энергетической политики определила завершение

образования внутреннего энергетического рынка; обеспечение безопасных энергопоставок на конкурентной основе; повышение экологичности энергетики [106]. По инициативе Европейской Комиссии разрабатываются Директивы первого поколения, нацеленные на либерализацию внутреннего рынка энергии и создание условий для поставок энергоносителей — Первая электроэнергетическая директива (1996 г.) и Первая газовая директива (1998 г.), составившие Первый энергетический пакет.

В 2000 г. принята Лиссабонская стратегия до 2010 года, ориентированная на преобразование ЕС в наиболее конкурентоспособную и динамичную экономику мира, основанную на знаниях, способную к устойчивому экономическому росту с большим количеством и более качественными рабочими местами и бóльшей социальной сплочённостью. В этом же году разрабатывается так называемая первая «Зеленая книга», которая формулирует основные элементы долгосрочной стратегии энергетики ЕС во внешнем измерении и в качестве основной цели рассматривает повышение глобальной конкурентоспособности европейских экономик в условиях истощения ресурсной базы и растущей зависимости от импорта энергоносителей.

В 2003 г. принимаются Вторая электроэнергетическая директива и Вторая газовая директива (Второй энергетический пакет), дополненные Регламентом о доступе к электроэнергетическим сетям, которые конкретизируют цели в области создания внутреннего рынка энергии. Действенным механизмом упразднения технических барьеров (включая отсутствия или недостаточность трансграничной энерготранспортной инфраструктуры) становятся решения неофициального саммита ЕС, проходившего в Хэмптон-Корте в октябре 2005 г. и Европейского Совета в марте 2006 г., нацеленные на формирование подлинно эффективной, долгосрочной и всеобъемлющей энергетической политики на уровне Европейского Союза. Вторая «Зеленая книга»¹⁰ (2006 г.) провозглашает новые приоритеты энергетической политики, включающие устойчивое развитие, конкурентность и

¹⁰Прим. Данный документ был составлен на основе решений саммита в Хэмптон-Корте и получил название «Европейская стратегия устойчивой, конкурентоспособной и безопасной энергетики».

безопасность поставок, и тем самым закладывает принципы новой энергетической парадигмы, объединяющей такие различные направления деятельности ЕК, как развитие конкуренции, внешнее измерение, инфраструктурный и климатический треки [28]. По мнению И.В. Гудкова, этот документ дает гораздо более полное и четкое представление обо всех векторах европейской энергетической политики по сравнению с более ранним документом с аналогичным названием [35].

С 2000-х гг. роль ЕС становится ключевой в формировании международной климатической политики. Европейская программа в области климатических изменений (ЕПОКИ), принятая в 2000 г. и подготовленный на ее основе в 2001 г. доклад впервые формулируют комплекс мер ЕС по ограничению эмиссии парниковых газов (ЭПГ). В условиях беспрецедентного расширения ЕС в 2004 г. (присоединение десяти новых членов) климатическая тематика становится объединяющим позитивным элементом в энергетической политике ЕС. В 2005 г. ЕК объявляет о запуске второй стадии «Европейской программы в области климатических изменений». В феврале того же года в силу вступает Киотский протокол [31, С.120].

В 2007-2008 гг. Еврокомиссия выступает с пакетом мер по созданию новой энергетической политики для ЕС [19]. Акцент делается на важности развития энергетической инфраструктуры для повышения уровня энергобезопасности и солидарности стран-членов, ставится стратегическая задача по созданию низкоуглеродной экономики к 2050 г. Тема создания единого энергетического рынка, наряду с интеграцией сетей и повышением энергоэффективности, звучит и в Лиссабонском договоре (статья 194). В 2007 г. ЕК определила основные структурные препятствия в создании конкурентного рынка, а именно дискриминационный доступ к инфраструктуре и деление на национальные рынки. Для преодоления этих препятствий ВИКом было предложено выделить операционные сетевые функции в отдельный бизнес и развивать сеть интерконнекторов. Это требование было положено в основу Третьего энергетического пакета (ТЭП), принятого через два года в 2009 году.

На протяжении 2007-2014 гг. в энергетической политике ЕС акцент делается на имплементацию, безопасность энергоснабжения и «внешнее измерение». Два направления внешнего измерения — создание функционирующего внутреннего рынка энергии и диверсификация маршрутов и источников энергетических поставок — находят свое отражение в книге Х. Солана «Общая книга по использованию внешней политики в энергетических интересах ЕС» [42]. К этому же периоду относится начало практической реализации принципа «говорить одним голосом», предполагающего более тесную координацию европейских государств во внешней энергетической политике.

Произошедший в январе 2009 г. российско-украинский газовый кризис демонстрирует явную недостаточность энергетической инфраструктуры в странах ЕС и акцентирует внимание на диверсификации источников и маршрутов поставок газа. В июле 2009 г. в условиях развивающегося мирового финансово-экономического кризиса ЕК принимает Европейскую энергетическую программу восстановления на 2010–2011 гг. в размере 3,98 млрд евро [171]. В этом же месяце Совет Европы и Европарламент одобряют Третий энергетический пакет (ТЭП), который составляют три регламента (о создании Агентства по взаимодействию регуляторов энергетики, об условиях доступа к сетям в целях трансграничного обмена электричеством и об условиях доступа к сетям транспортировки природного газа) и две директивы (об общих правилах для внутреннего рынка электроэнергии и для внутреннего рынка природного газа).

С принятием ТЭП основной целью ЕС становится завершение построения единого энергетического рынка ЕС (первоначально к 2014–2015 гг.), позволяющего конечному потребителю самостоятельно выбирать поставщика газа и электроэнергии на основе максимально широких прав на получение необходимой для этого информации. С этого момента стратегический акцент в деятельности ЕК смещается с выработки политики на ее имплементацию. В этом же году ТЭП дополняется Договором о функционировании ЕС (ДФЕС) 2009 г. (первичное законодательство), в котором энергетическая политика впервые рассматривается как сфера смешанной компетенции. В качестве приоритетов обозначаются

следующие задачи: обеспечение функционирования энергетического рынка и надежности энергоснабжения; содействие энергетической эффективности, энергосбережению и соединению энергетических сетей; развитие ВИЭ (ст. 194). ТЭП и ДФЕС формируют правовой фундамент в рамках новой энергетической парадигмы и совместно с другими документами первичного и вторичного права составляют основу для реализации проактивной и подлинно единой (по ряду аспектов) политики ЕС.

Весной 2010 г. принимается стратегия «Европа 2020», отражающая европейскую социально-экономическую концепцию 21-го века. Она становится преемником Лиссабонской стратегии, однако формируется в совершенно других условиях - не в период экономического роста, а после разрушительного финансово-экономического кризиса 2008-2009 гг., когда доминируют пессимистические настроения по поводу будущего ЕС. На уровне ЕС ставится пять главных целей (преобразованные в дальнейшем в национальные целевые показатели), среди которых цели в области изменения климата и энергии формулируются в виде ставшей достаточно известной формулы — 20-20-20, т. е. по сравнению с 1990 г. выбросы парниковых газов должны сократиться на 20 %, энергоэффективность ВВП вырасти на 20% и доля ВИЭ в энергобалансе стран также увеличится до 20 % [15]. Стратегия ЕС утверждает видение следующего десятилетия на основе трёх взаимодополняющихся приоритетов: умного роста (содействие развитию знаний, инноваций, образования и цифрового общества), устойчивого роста (эффективное использование ресурсов и содействие развитию конкурентоспособной низкоуглеродной экономики), всеобъемлющего роста (повышение уровня занятости населения и борьба с бедностью).

Осенью 2010 г. ЕК принимает два важнейших программных документа в области энергетики — «Энергия 2020. Стратегия для конкурентной, устойчивой и безопасной энергетики» [3] и «Приоритеты энергетической политики до 2020 года и на дальнейший период. План интегрированной европейской энергетической сети» [4]. К инфраструктурным приоритетам ЕС во внутренней сфере отнесены:

- завершение реализации Плана соединения балтийского энергетического рынка (Baltic Energy Market Interconnection Plan), что позволит устранить изолированность Финляндии, Эстонии, Латвии и Литвы от остального ЕС.

- строительство коридоров для движения энергии с Севера на Юг и с Востока на Запад ЕС, что позволит диверсифицировать маршруты транспортировки энергии внутри ЕС.

- строительство сетей, соединяющих ветряные электростанции Северного моря с Северной и Центральной Европой и сетей, соединяющих солнечные, гидро- и ветряные электростанции стран Юго-западной Европы с Центральной Европой.

Таким образом, внутреннее измерение инфраструктурной политики ЕС направлено на достижение двух целей: во-первых, создание единой, плотной, разветвленной энергетической «суперсети», объединяющей все государства-члены ЕС, и позволяющей энергии двигаться в разных направлениях (ликвидация «энергетических островов» и «узких мест»), и, во-вторых, обеспечение достаточных мощностей для транспортировки «зеленой электроэнергии», вырабатываемой ветряными электростанциями на севере и солнечными электростанциями на юге Европы.

Во внешней сфере Комиссия отдает приоритет так называемому «Южному коридору» («Southern corridor»), по которому в ЕС планируется доставка газа Каспийского региона, Центральной Азии и Ближнего востока в обход России за счет расширения поставок из Азербайджана, Туркменистана, Ирака и после снятия санкций Ирана. Однако именно с принятием этих документов в реформировании энергетического и газового рынка ЕС возникает два существенных противоречия, а именно:

во-первых, с одной стороны, провозглашается долгосрочная цель декарбонизации экономики, фактически предполагающая вытеснение ископаемых энергоносителей источниками ВИЭ; с другой стороны, признается сохранение в

энергетическом балансе ЕС на долгосрочной основе значительной доли традиционных ископаемых энергоносителей;

во-вторых, с одной стороны, ЕС берет курс на построение конкурентного энергетического рынка, с другой стороны, создает преференции для отдельных видов энергоносителей, источников и маршрутов поставки энергии (субсидирование, приоритетный сетевой доступ и льготное налогообложение для ВИЭ, регулятивная и финансовая поддержка для отдельных инфраструктурных проектов, в том числе для трубопроводов, направленных на диверсификацию источников поставки) [33].

В апреле 2013 г. утверждается Регламент о приоритетах развития энергетической инфраструктуры ЕС, предусматривающих содействие и финансовое участие в реализации конкретных инфраструктурных «проектов общего интереса», многие из которых отражают интересы новых стран-членов. В октябре того же года ЕК обнародовала Планы развития энергетической инфраструктуры (Сообщение «Долгосрочное видение инфраструктуры для Европы и за её пределами») и Регламент № 1391/2013, включающий обновленный перечень «проектов общего интереса». В Сообщении указывается, что «адекватная, интегрированная и надежная энергетическая инфраструктура является критической предпосылкой достижения целей не только энергетической, но и экономической политики Союза» [121]. ТЭП дополняется набором развивающих документов, который включает: 12 сетевых кодексов, развивающих требования директив; рамочные руководящие методики (framework guideline) по управлению транспортными перегрузками и распределению мощностей, которые носят рекомендательный характер; Целевую модель газового рынка Европы (Gas Target Model, GTM в редакции 2011 г.) [163].

Запуск Целевой модели был призван обеспечить решение трех ключевых задач: формирование единого европейского рынка; беспрепятственное перемещение потоков газа и создание высоколиквидных хабов при эффективном использовании инфраструктуры. Предполагается, что реализация данных инициатив приведет к повышению гибкости поставок и конкуренция «газ-газ».

Уточним, что основой Целевой газовой модели является деление рынка на зоны по принципу «вход-выход» с торговым хабом в каждой зоне, которые должны заменить традиционные национальные рынки. Целевая модель в редакции 2011 г. требует для каждой рыночной зоны не менее трех источников поставки газа, деконцентрации рынка (индекс ННІ ниже 2000 и менее 40% на долю одной компании), высокий уровень ликвидности (индекс оттока - churn-rate не ниже 8, и гарантий поставок (индекс RSI¹¹ выше 110% в течение более чем 95 дней в году).

По состоянию на начало 2017 г., в Европе насчитывалось 19 газовых торговых площадок, однако 5 хабов (в Словении, Греции, Турции, Румынии и Болгарии) пока находятся в стадии первичного формирования, считаются низколиквидными и неактивными [180].

В ответ на украинский газовый кризис в мае 2014 г. была разработана обновленная стратегия ЕС по энергетической безопасности, направленная на обеспечение бесперебойности поставок энергоносителей и поддержание стабильности цен (идея устойчивой энергии уходит на второй план) [157]. Новая стратегия выделяет и конкретизирует меры краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного характера. Данный перечень включает увеличение резервов газа и развитие энергетической инфраструктуры, а также диверсификацию маршрутов и источников поставок, повышение энергоэффективности, наращивание внутреннего производства энергии, завершение формирования внутреннего рынка энергии и воплощение в жизнь концепции «говорить одним голосом». В новой стратегии уделяется большое внимание поставкам газа из России в страны, в которых зависимость от российского газа превышает 50% импорта.

На саммите 23–24 октября 2014 г. Европейский Совет одобряет основные направления политики в области климата и энергетики до 2030 года [90, 91, 120]. На основе разработанных стратегических направлений деятельности, получивших название Стратегия-2030, Евросоюз выступает с единым и «амбициозным» предложением на глобальной климатической конференции в Париже в декабре

¹¹ В редакции от 01.12.2012 г. к этим критериям добавлен индекс RSI (Residual Supply Index, соотношение общего предложения газа за минусом поставок крупнейшего поставщика к общему спросу).

2015 г. В решении Европейского Совета сформулированы три основные задачи к 2030 г.: сократить выбросы парниковых газов на 40% по сравнению с уровнем 1990 г.; увеличить до 27% долю возобновляемой энергии в энергобалансе ЕС; повысить энергоэффективность на 27% по сравнению со сценарием *business as usual* (индикативная цель) [120].

В ходе переговоров о Стратегии-2030 страны ЕС разделились на две группы - на богатых и бедных, на высоко- и низко конкурентоспособные экономики. Первая группа стран – Германия, Франция, Великобритания, Бельгия, Дания, Испания, Финляндия, Италия, Нидерланды, Португалия, Швеция, Словения и Эстония – поддержала предложения Комиссии и одобрила поставленные амбициозные цели. Вторая группа стран, так называемые страны Вышеградской группы – Польша, Чехия, Венгрия, Словакия и присоединившиеся к ним Болгария и Румыния – полагала, что климатическая политика не должна нанести ущерб конкурентоспособности национальных экономик [46, С.100].

Суть принятой климатической стратегии заключается в том, чтобы сбалансировать три элемента: экологическую устойчивость, защиту потребителей и безопасность поставок. Принятие Стратегии-2030 может рассматриваться как косметическое улучшение существующей траектории движения ЕС к ранее принятым целям в данной сфере и сохранению на глобальных климатических переговорах статуса первопроходца.

Недавние исследования подтверждают значимые результаты европейской политики, нацеленной на достижение энергоэффективности. Энергоэффективность существенно снизила объем европейского импорта природного газа. Влияние повышения энергоэффективности на импорт газа особенно заметен в ЕС, на долю которого приходится более половины импорта газа странами-членами МЭА в 2016 г. и где в последнее время наблюдается сокращение внутреннего производства этого вида топлива.

Повышение энергоэффективности с 2000 г. в Германии и Соединенном Королевстве - двух крупнейших газовых рынках ЕС - стало основным фактором снижения потребления газа и необходимости импорта. В 2000 -2015 гг. общий

спрос на газ упал на 11% в Германии и 29% - в Соединенном Королевстве [153]. Это снижение более чем компенсирует влияние факторов, которые стимулируют спрос на газ, включая изменения, численности населения, количества домашних хозяйств, структуры потребления и темпов экономического роста. Повышение эффективности использования газа в жилищном секторе, промышленности и секторе услуг в этот период сэкономило потребление газа в 2015 г. на 21% в Германии и на 27% в Соединенном Королевстве. Экономия этих двух стран эквивалентна почти четверти всего импорта газа в Европу из России в 2015 г.

В ответ на директиву Европейского союза по энергоэффективности зданий Германия увеличила численность жилищных строительных норм более чем на 60% в 2000-2016 гг., а Соединенное Королевство - более чем на 55%. Другие меры, такие как минимальные стандарты энергоэффективности и программы финансовой помощи, также способствовали экономии энергии.

Повышение эффективности также способствовало повышению долгосрочной энергетической безопасности за счет снижения чувствительности ежегодного европейского спроса на газ к колебаниям погоды. Например, всплеск спроса зимой 2010-2011 гг., вызванный исключительно холодной погодой в Европе, потребовал бы еще 8,2 млрд м³ газа в Германии и 3,8 млрд м³ в Великобритании. Однако это было более чем компенсировано снижением спроса в результате повышения энергоэффективности за предыдущее десятилетие, составив 9,7 млрд м³ в Германии и 11,7 млрд м³ в Великобритании. Повышение энергоэффективности не устранило пика, но уменьшило его остроту.

Политика в данном направлении способствовала укреплению краткосрочной безопасности поставок в Европе за счет снижения пикового ежедневного спроса на газ. В соответствии с Положением о безопасности газа в 2010 г. в ЕС был создан общий индикатор безопасности, стандарт N-1, который показывает способность страны поддерживать снабжение конечных пользователей, даже когда разрушается критическая часть инфраструктуры газоснабжения, например, трубопровод. Стандарт гарантирует, что в случае разрушения оставшаяся доступная газовая инфраструктура страны может удовлетворить общий ежедневный спрос на газ в

течение дня исключительно на высоком уровне, определяемый как его исторический пик. Большинство стран-членов ЕС соответствуют данному стандарту.

В 2015 г. принимается обновленная редакция Целевой модели, в которую были внесены существенные изменения. В частности, отменены ограничения масштабов рыночной зоны и критерий ликвидности хабов. Одновременно введен ряд новых критериев, связанных с развитием краткосрочной торговли, включая форвардные и фьючерсные контракты (в частности, показатели концентрации рынка для осуществления торговой деятельности на уровне ниже 40% для одной компании). В феврале 2015 г. Еврокомиссия обнародовала программный документ по созданию Европейского энергетического союза, а саммит Европейского союза 19–20 марта 2015 г. в целом одобрил эти предложения [156]. Энергетический союз будет развиваться по пяти направлениям:

1. Энергетическая безопасность, солидарность и доверие. В основе — Стратегия энергетической безопасности, одобренная в мае 2014 года. Ключевые направления деятельности: диверсификация поставок и более транспарентный режим импорта газа.

2. Внутренний энергетический рынок, для завершения которого необходимо развитие трансграничных интерконнекторов между странами ЕС и соблюдение существующего законодательства.

3. Энергоэффективность как средство снижения спроса на энергоресурсы. Предлагаемый комплекс мер нацелен на реализацию поставленной в октябре 2014 года индикативной цели — к 2030 году. повысить энергоэффективность на 27%.

4. Декарбонизация экономики. Реализация поставленной в октябре 2014 года цели — сократить выбросы парниковых газов к 2030 году на 40% по сравнению с уровнем 1990 года.

5. Исследования, инновации и конкурентоспособность: комплекс мероприятий по стимулированию НИОКР, прежде всего, в области умных сетей,

умных домов, чистого транспорта, «чистого ископаемого топлива» и «самой безопасной в мире ядерной энергетики» [117].

Как справедливо утверждает Н. Кавешников, документ отражает компромисс между сторонниками «старой» и «новой» энергетики, но при этом баланс смещен в пользу углеводородной энергетики. При том, что сохраняются все ранее заявленные направления энергетической политики, основной акцент сделан на регулировании импорта газа, развитии отношений с поставщиками ископаемого топлива и использовании «местных ресурсов» [117]. Новые значимые решения, принятые лишь по направлению «энергетическая безопасность, солидарность и доверие», объясняются появлением новых для ЕС вызовов, нестабильностью украинского транзита и сохранением напряженности в отношениях Россия-ЕС.

Способность Евросоюза «говорить единым голосом во время переговоров» («speaks with one voice in global affairs») осложняется несовпадением интересов различных стран-членов блока. Помимо транспарентности соглашений, предполагающей централизацию процесса заключения межправительственных соглашений об импорте газа, сторонники создания Энергосоюза заявляют о необходимости создать пул покупателей, способных на переговорах эффективно противостоять давлению монопольных поставщиков, что не вполне соответствует конкурентному законодательству, в том числе, принципам ВТО.

Энергетический союз не привносит в энергетическую политику ЕС ничего нового. Более того, его наполнение реальным содержанием будет осложняться, во-первых, нежеланием стран ЕС отказаться от свободного принятия решений на национальном уровне по энергетическим вопросам, во-вторых, различиями национальных интересов, в-третьих, сложностями при создании адекватной системы управления на уровне ЕС.

В 2015-2016 гг. целый ряд инициатив ЕК разрабатывается в отношении стран Центральной и Юго-Восточной Европы, многие из которых имеют менее двух источников поставки газа и недостаточно интегрированы в газотранспортную систему ЕС. В частности, речь идет об Инициативе ЕК, получившей название Commission Initiative on Central and South-Eastern European Energy Connectivity,

CESEC, которая объединяет 9 стран ЕС: Австрию, Болгарию, Хорватию, Грецию, Венгрию, Италию, Румынию, Словакию и Словению, а также Договаривающиеся стороны энергетического сообщества: Македонию, Сербию, Украину, Албанию, Боснию и Герцеговину, Черногорию, Косово, Молдову в целях ускорения интеграции национальных рынков газа и диверсификации поставок газа в страны данного региона.

Принципы энергетической политики ЕС, реализуемой на современном этапе, получают развитие в стратегии в области сжиженного природного газа (СПГ) и подземного хранения (ПХГ), представленной в феврале 2016 года [5]. Стратегия нацелена на повышение доступности терминалов для того, чтобы компенсировать закрытие газовых маршрутов, проходящих по территории Украины в направлении стран Центральной и Восточной Европы, где зависимость от российского газа особенно высока. В настоящее время во всех странах ЕС имеются терминалы, однако коэффициент загрузки по приему СПГ крайне низок – в среднем 20% по сравнению с 33% по миру. Мероприятия в рамках новой стратегии должны решить проблему неэффективного использования мощностей СПГ терминалов за счет развития регионального сотрудничества и строительства необходимых интерконнекторов, а также путем устранения «внутренних узких мест» («internal bottlenecks»). Строительство новых терминалов должно иметь статус проектов общего интереса (PCI, Projects of Common Interest) [61].

Еврокомиссия 16 февраля 2016 г. утвердила концепцию увеличения энергетической безопасности ЕС, так называемый Зимний пакет (Winter energy package) Энергетического Союза, сфокусированный на четырех аспектах: пересмотр законодательства в области безопасности поставок природного газа [8]; пересмотр правил по межправительственным соглашениям на закупку энергоресурсов [9]; изменение стратегии ЕС в отношении торговли СПГ [5]; координация стратегии в области отопления и охлаждения помещений [6].

Принятие данных мер позволит Брюсселю получить дополнительные возможности по контролю энергетических контрактов с зарубежными поставщиками энергетических ресурсов, обязав компании, которые задействованы

в поставка газа в ЕС, сообщать коммерческую информацию о контрактных условиях. Как полагает еврокомиссар по климатическим изменениям и энергетике М. Каньете, предлагаемые меры направлены на предотвращение газовых кризисов, подобных кризисам 2006 и 2009 гг. Это правило (затрагивает интересы ПАО «Газпром») будет распространяться на все договоры, срок действия которых превышает 1 год, а поставщик покрывает более 40% годовой потребности страны-импортера в энергоресурсах. По словам еврокомиссара по делам Энергетического союза М. Шефчовича, новые предложения ЕК не нацелены на ПАО «Газпром», а позволят ЕС создать механизм, который предоставит возможность проводить проверки контрактов на соответствие норм и правил ЕС [41].

Данная инициатива дополняется «планом обязательной солидарности», который должны разработать все страны ЕС, разделенные на девять зон. Страны одной зоны будут делить ответственность за создание стратегических запасов газа и развитие инфраструктуры газопроводов между государствами. В случае возникновения перебоев в поставках газа страны, входящие в одну зону, должны поделиться газом, предназначенным для промышленных объектов, или из собственных запасов.

30 ноября 2016 года Еврокомиссия представила пакет законодательных инициатив под названием «Чистая энергия для европейцев» («Clean Energy for All Europeans»), составленный в соответствие с ранее принятыми стратегиями развития экономики и энергетики ЕС (включая «Европу 2020» [7], «Стратегию 20-20-20» [165], «Энергетическую стратегию ЕС до 2030 года» [2], «Дорожную карту 2050», «Третий энергетический пакет ЕС», «Рамочную политику ЕС в области климата и энергетики до 2030 года»), а также и др. [10] Новые инициативы являются непосредственным результатом консультаций, запущенных ЕК в июле 2015 г., и дополняют Пакет по энергетической безопасности, опубликованный 16 февраля 2016 г.

Энергопакет нацелен на поддержание конкурентоспособности ЕС и смягчения социальной нагрузки перехода к «чистой энергии». Он предусматривает выполнение трех основных задач: энергоэффективность на первом месте:

«становиться экологичнее, оптимизируя потребление энергии»; достижение мирового лидерства в области ВИЭ; обеспечение справедливых цен на энергию для потребителей. Конкретные цели нового энергопакета в целом совпадают с целями, заявленными в ранее принятых документах по аналогичной тематике, а именно: совершенствование механизмов рыночного ценообразования; увеличение гибкости электроэнергетических рынков; усиление роли потребителей; углубление интеграции, увеличение общеевропейской энергоэффективности, создание более стабильных регуляторных и инвестиционных рамок в сфере ВИЭ, расширение координации и др.

После реализации предложенных мер ЕС рассчитывает на значительное сокращение импорта энергоресурсов, в том числе из России, поэтому новый пакет мер имеет большое значение для российских нефтегазодобывающих компаний. [62]. В данном документе представлена оценка потенциальных эффектов для экономики ЕС от их реализации: дополнительный рост ВВП (в пределах 1% к 2030 году); создание 900 тыс. новых рабочих мест; снижение среднего счета за энергию для европейских потребителей; увеличение конкурентоспособности европейских производителей (за счет снижения издержек); повышение энергобезопасности.

По мнению ЕК, пакет законодательных инициатив «Чистая энергия для всех европейцев» представляет собой двойную возможность - ускорения декарбонизации европейской экономики и ускорения экономического роста. Ожидается, что углеродоемкость экономики ЕС в 2030 году будет на 43% ниже, чем в 2015 году, а дополнительный рост ВВП ЕС составит 1% (добавляя 190 млрд евро и 900 тыс. новых рабочих мест). В документ также вносятся некоторые корректировки к ранее установленным количественным ориентирам. Предполагается повышение энергоэффективности до 30% (по сравнению с 2007 г.), сокращение энергопотребления на 27-40% к 2030 г., создание единого энергетического рынка для обеспечения энергетической безопасности, а также рост доли ВИЭ в производстве электроэнергии до 50%, в конечном потреблении до 20%, а в транспортном секторе – до 10%.

Новая инициатива имеет преимущества как для потребителей, так и производителей энергии. Выгоды для потребителей заключаются в следующем.

1. Увеличение прозрачности измерений и формирования счетов за отопление и воду улучшит осведомленность потребителей, что позволит дополнительно сэкономить до 8 млн т н.э. энергии в многоквартирных домах.
2. Обновление жилищного фонда позволит домашним хозяйствам избежать энергетической бедности (от 515 тыс. до 3,2 млн домашних хозяйств ЕС из 23,3 млн затронутых проблемой неравного доступа к энергии).
3. Энергоэффективность оказывает положительный эффект на здоровье населения.

Выгоды для производителей сводятся к тому, что:

1. Рамочная политика по экодизайну увеличит ежегодные доходы европейского бизнеса на 55 млрд евро к 2020 г. за счет растущих возможностей в области применения инновационных решений.
2. Инициативы по энергоэффективности увеличат конкурентоспособность европейского бизнеса (особенно в сегментах теплоизоляции и плоского стеклопластика), расширяя рынок в ЕС до 23,8 млрд евро к 2030 г. и создавая спрос на строительные работы для малого и среднего бизнеса (оценивается в 80-120 млрд евро), а также за счет снижения издержек.
3. Энергоэффективность вносит вклад в повышения энергетической безопасности, оптимизируя потребление и снижая спрос на импорт газа. Повышение цели по энергоэффективности сократит импорт ископаемого топлива на 12% к 2030 году (что эквивалентно экономии 70 млрд евро).

Западные эксперты высказались достаточно критично в отношении данного документа. Они характеризуют новый пакет не как окончательное решение, а как очередной шаг в развитии, хотя и беспрецедентный по масштабу [161].

Для России реализация предложенных инициатив может повлечь сужение экспортной ниши для углеводородов по традиционному западному направлению и затруднение в реализации совместных проектов (на уровне как ЕС, так и отдельных государств-членов), а также вызвать сложности на пути развития двусторонних

отношений в энергетике с отдельными государствами-членами и усилить регуляторные риски для европейских дочерних компаний российских энергохолдингов, например, Группы «Интер РАО».

2.2 Риски, проблемы и противоречия имплементации Третьего энергетического пакета (ТЭП)

С 1998 г. ЕС ведет активную работу по либерализации своего внутреннего энергетического и газового рынков, что приводит к усилению прозрачности деятельности его операторов и более эффективной работе национальных регулирующих органов. Развитие конкуренции между ключевыми поставщиками энергоресурсов и, как следствие, падение цен на этот вид сырья, будет способствовать росту трансграничной торговли энергоносителями и инвестиций, а также усилит солидарность между членами ЕС.

Долгое время вертикально-интегрированные энергетические компании (ВИЭК) не только контролировали основные мощности, но и оказывали негативное влияние на европейский оптовый и розничный рынки энергии. В качестве монополистов ВИЭК препятствовали конкуренции в целях сохранения своих господствующих позиций на рынке, снижали стимулы инвестировать в создание новых сетей и трансграничные стыковочные узлы, препятствовали доступу к сетям компаний, производящих энергию из ВИЭ, усиливали свое рыночное влияние путем кросс-субсидирования передающей и поставляющей деятельности, снижали возможности саморегулирования европейского рынка, в частности, вследствие имеющихся возможностей для дискриминационного поведения.

Основным документом, регламентирующим комплекс долгосрочных институциональных преобразований газового рынка ЕС, является Третий энергетический пакет (ТЭП, принят в июле 2009 г.). Все соглашения, входящие в ТЭП (директивы и регламенты), приняты совместным решением Европейского парламента и Совета ЕС. Директивы являются обязательными по срокам

реализации и результату, формы и методы его достижения оставлены на усмотрение государств. Регламенты в отличие от директив представляют собой акты общего характера, адресованы всем субъектам права ЕС и наделены прямым действием [145, 150, 173].

Ядром ТЭП стал комплекс мер по структурному реформированию ВИЭК. Основной целью проведения реформ является лишение собственника системы транспортировки фактических возможностей и коммерческих стимулов для дискриминации неаффилированных с ним компаний [29, С. 58-66]. ТЭП включает ряд существенных для российских поставщиков газа положений: о необходимости выделения передающей части вертикально-интегрированной газовой компании (ВИГК); о необходимости сертификации передающей части реально разделенных ВИГК (ст. 10 «Назначение и сертификация операторов передающих систем», Ст. 11 «Сертификация в отношении третьих стран»); о предоставлении доступа к трубопроводам, мощностям по сжижению газа и газохранилищам (ст. 32 «Доступ третьих сторон» и ст. 33 «Доступ к хранилищам»); о доступе к трубопроводным сетям апстрим (ст. 34 «Доступ к трубопроводным сетям апстрим»); о возможности неисполнения договорных обязательств газовыми компаниями членов ЕС (ст. 35 «Отказ от доступа»), в частности по контрактам «бери или плати» (Ст. 48 «Изыятия относительно обязательств «бери или плати»).

ТЭП не только предъявляет более серьезные требования к разделению собственности по видам деятельности (unbundling), увеличению полномочий национальных регуляторов, но и к росту защищенности потребителей за счет совершенствования механизмов розничной торговли газом и электроэнергией [73]. Для достижения поставленной цели демонополизации газовой отрасли государствам-членам ЕС предложены три модели разъединения: имущественно-правовое (ownership unbundling), то есть отделение производства от транспортировки и влечет полную дезинтеграцию ВИГК; независимый системный оператор - НСО (Independent System Operator), когда функции транспортировки

переходят создаваемому независимому системному оператору¹²; независимый транспортный оператор - НТО (Independent Transmission Operator), когда право собственности на систему транспортировки газа и все функции по ее управлению передаются дочерней компании, не работающей в других сегментах цепочки.

К середине 2016 г. большинство стран Евросоюза выполнили требование по отделению сетевых активов от прочих видов бизнеса ВИНК.

Согласно положениям ТЭП, компании из третьих стран, которые присутствуют на рынке ЕС, должны трансформировать организацию своей деятельности в соответствии с пакетом не только на территории ЕС, но и на территории страны происхождения, что направлено на защиту транспортных сетей от поглощения зарубежными корпорациями. Базовая идея состоит в том, что транспортные сети на территории Евросоюза не должны контролироваться компаниями из третьих стран, если эти компании на национальном рынке не соответствуют существующим в ЕС требованиям о разделении функций, либо если такой контроль может поставить под угрозу безопасность поставок энергии.

Согласно Газовой директиве ЕС объекты «новой крупной газотранспортной инфраструктуры» (соединительные газопроводы между государствами-членами ЕС, терминалы СПГ и хранилища газа) в целях привлечения инвестиций могут быть временно освобождены от применения к ним требований имущественно-правового разъединения (exemption), однако это не касается третьих стран, что создает проблемы для экспорта российского газа. К проектам, по отношению к которым приняты решения об их реализации на условиях исключения из-под действия ТЭП, относятся более 20 объектов, включая BBL (Великобритания – Нидерланды), 2005 г. Poseidon (Венгрия-Италия), 2007 г. Nabucco Австрия, 2008 г., Nabucco Румыния, 2009 г.; Nabucco Болгария, 2009 г.; Nabucco Венгрия, 2009 г.; OPAL (Германия – Чехия), 2009 г. и др.

Для ограничения прав иностранных инвесторов в сфере энергетики на уровне ЕС введено правило сертификации, направленное на ограничение рисков

¹² ВИАК обязаны оказывать НСО всяческое содействие, в том числе финансировать инициированные НСО инвестиционные проекты.

надежности поставок. В сертификации будет отказано, если заявитель не доказал, что им соблюдаются требования статьи 9 об отделении передающих систем и операторов передающих систем [73, С. 107-110]. По мнению А. Конопляника, внедрение некоторых регламентов ТЭП порождает риски как для ЕС, так и партнеров союза на газовом рынке

Во-первых, сегментация ВИЭК создает предпосылки для появления «контрактного несоответствия», а именно несоответствия между долгосрочным контрактом на поставку и контрактом на доступ к трубе (объемы, сроки и иные значимые условия) по независящим от поставщика причинам. Во-вторых, обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре снижает надежность транзита, так как не гарантирует прокачку законтрактованных объемов на весь срок долгосрочного контракта и ухудшает условия финансирования крупных проектов. В-третьих, в результате перехода от долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК) с формульным ценообразованием к спотовой торговле возрастают риски, связанные с волатильностью ценовых колебаний.

Анализ практики вывода объектов газотранспортной инфраструктуры из под ТЭП свидетельствует о том, что этот процесс носит закрытый характер и решения принимаются субъективно; развитие газовой инфраструктуры происходит преимущественно за счет реализации мелких и средних объектов; все крупные проекты, кроме российских, выведены из-под действия Третьего энергопакета, а к части проектов не применяется требование по свободному доступу; по мнению ЕК, в условиях низкого спроса существующих на сегодня мощностей по доставке импортного газа в Европе вполне достаточно, при условии сохранения украинского маршрута [74].

Несовершенство европейского газового законодательства приводит к тому, что газопроводы используются неэффективно из-за неполной загрузки. Так, газопровод OPAL – сухопутный участок «Северного потока» может прокачивать только 50% от имеющейся мощности (около 18 млрд м³), что не позволяет загрузить «Северный поток» на полную мощность. 28 октября 2016 г. ЕК одобрила

исключение 50% мощностей немецкого газопровода из Третьего энергопакета, дав возможность ПАО «Газпром» увеличить прокачку газа в Европу, продавая дополнительные мощности на аукционах.

Однако польская энергетическая компания PGNiG и правительство Польши обжаловали решение ЕК в Европейском суде, в результате чего в конце декабря 2016 года решение о расширении доступа ПАО «Газпром» к трубопроводу OPAL было приостановлено в рамках обеспечительных мер. Европейский суд заблокировал проведение аукционов на дополнительные мощности газопровода OPAL до марта 2018 года. В июле 2017 г. Европейский суд юстиции снял обеспечительные меры по иску Польши о доступе к газопроводу OPAL, так как истцы не показали, что вред, причиненный в результате оспариваемого решения, серьезный и непоправимый [126].

Указанные противоречия устраняются в ходе доработки отдельных документов, затрагивающих, в том числе, и интересы России. В частности, регулятор ACER согласовывает поправки к регламенту по доступу к новым мощностям («Принципы альтернативных механизмов распределения мощностей», ст. 20d), которые могут действовать в отношении газопроводов, возраст которых не превышает 15 лет, а в особых случаях 20 лет. Россия принимала активное участие в разработке данных поправок, так как планирует воспользоваться ими после строительства новых мощностей («Северный поток» и «Северный поток – 2»).

Западные эксперты признают, что расширение доступа к транспортным мощностям OPAL (возможно, до 100% при отсутствии спроса со стороны третьих сторон) является не только важным элементом долгосрочной стратегии диверсификации транзита ПАО «Газпром», направленной на повышение гибкости европейского экспорта и уменьшения зависимости от транзитных стран, но отражает цели ЕС, так как, во-первых, не затрагивает интересы третьих сторон, которые не могут поставлять газ в точку входа в Грайфсвальд (Greifswald), в то же время могут конкурировать в точке выхода в Брандове (Brandov), и во-вторых, дает возможность продавать российский газ по ценам ниже, чем в условиях

действующих ограничений, что не противоречит духу антимонопольного законодательства ЕС о сохранении и усилении конкуренции. Поэтому поддержание ограничений поставок по OPAL становится все более нелогичным, неоправданным и навязывается политическими мотивами [213]. Решение о расширении российского экспорта через OPAL может создать прецедент для будущего регулирования режима распределения пропускной способности новой российской газовой инфраструктуры и привести к балансу интересов всех сторон [213].

В то же время, по мнению К. Ефимовой (Katja Yafimava), политизация процесса принятия нормативных решений, особенно в отношении России, угрожает подорвать доверие к нормативно-правовой базе ЕС [213]. Поведение Польши расценивается как правовой вызов, который создает риск прецедента, в котором политические возражения способны отменять нормативные правила. Сложившаяся практика показывает, что ни один из морских трубопроводов, по которым ЕС импортирует газ из третьих стран, не соответствует требованиям внутреннего энергетического законодательства ЕС, и Европейская Комиссия никогда не требовала обеспечить такое соответствие. Поэтому, по мнению И. Гудкова, отклонение от этой практики применительно к конкретному газопроводу является дискриминацией в отношении отдельно взятой страны [32].

Одной из существенных проблем имплементации ТЭП является его полное и корректное внедрение в установленные сроки. Полное введение норм ТЭП в национальное правовое поле всех членов ЕС и внедрение его требований в практику началось с 3 марта 2011 г. и должно было быть завершено в 2014 г. В силу юридических и технических сложностей Третьего энергопакета, ЕК выпустила ряд разъяснительных документов и отслеживает ситуации, когда национальное законодательство и правоприменительные практики стран-членов не соответствуют нормам документа, используя процедуры по устранению несоответствий (infringement procedures).

Наибольшая активизация деятельности по внедрению ТЭП пришлась на 2012 г. Несмотря на ряд положительных эффектов от введения новых правил

регулирования рынка – расширение конкуренции между поставщиками, развитие биржевой торговли, создание общеевропейских регуляторов (ACER - Agency for the Cooperation of Energy Regulators, CEER - Council of European Energy Regulators), внедрение десятилетнего планирования развития газовых и энергетических сетей и др. – принятие норм ТЭП оказалось серьезным вызовом для большинства стран-членов ЕС и внешних поставщиков, в частности для России.

Для многих стран-членов ЕС остро стояла проблема соблюдения установленных сроков имплементации ТЭП. Так, в феврале 2013 г. проходили разбирательства о ненадлежащем его принятии с 11 странами. После преимущественного завершения процедур внедрения директив в национальное законодательное поле, ЕК перешла ко второму этапу – выявлению и принятию мер по исправлению случаев некорректного внедрения норм или их неудовлетворительного применения на практике (non-conformity problems).

На основании собственного анализа Комиссия открыла по отношению к 12 странам-членам предварительные разбирательства («EU Pilot case») с целью прояснить и обсудить «проблему несоответствия» с национальными властями. Проблемы соблюдения сроков имплементации наблюдаются также в сфере внедрения двенадцати сетевых кодексов, которые детализируют основные документы ТЭП и по плану должны были быть приняты к марту 2014 г.

В период внедрения ТЭП пересмотру подверглась Целевая модель газового рынка (Gas target model, GTM), представленная в новой редакции в 2015 г., которая существенно отличалась от прежней модели. Согласно первому варианту, предложенному в 2011 г., европейский рынок был разбит на рыночные зоны, несовпадающие с национальными границами. Каждая зона должна была иметь не менее трех источников поставки газа, демонополизированный рынок (индекс Херфендаля-Хиршмана, ННН, ниже 2000, менее 40% на долю одной компании), высокий уровень гарантии поставок, определяемый индексом RSI выше 110% и критерием ликвидности хабов (churn-rate)¹³.

¹³ Индекс Churn rate – соотношение всего реализованного объема газа к объему его физической поставки.

В 2013 г. в Европе действовало всего шесть национальных рынков газа с объемами от 40 до 100 млрд м³, четыре – с объемами от 12 до 18 млрд м³ и 15 систем от 1 до 9 млрд м³, которые должны были превратиться в десять безликих зон без страновой принадлежности, создав к 2014 г. единую для всей Европы торговую зону.

Выстраиваемая инфраструктура рынка должна обеспечивать свободную доставку газа любому потребителю внутри зоны, при этом бронирование мощностей на входе не зависит от бронирования мощностей на выходе. Стремясь стереть национальные границы, которые тормозят потоки газа, авторы Целевой модели предлагали сократить число торговых зон с потреблением в каждой не меньше 20 млрд м³.

Новая редакция Целевой модели, принятая в конце 2015 г., отменяет ранее принятое ограничение масштаба рыночной зоны в 20 млрд м³ и критерий ликвидности, которые не отражают реальную картину, складывающуюся на региональных хабах и труднодостижимы в среднесрочной перспективе¹⁴. Одновременно вводятся новые критерии, связанные с развитием краткосрочной торговли в спотовом, форвардном и фьючерсном сегментах рынка: показатель концентрации рынка для осуществления торговой деятельности ниже 40% для одной компании; показатели объема и ценовой чувствительности «портфеля заказов»; разница между ценой спроса и ценой предложения и др.

В конечном итоге развитие биржевой торговли должно привести к такому уровню зрелости и транспарентности рынков, которые обеспечивали бы их способность формировать надежные ценовые сигналы с учетом того, что все большее количество игроков рынка включают хабовую индексацию в цены долгосрочных контрактов с физической поставкой и стремятся использовать биржевые сделки для управления финансовыми рисками.

К настоящему моменту имплементация нормативных регламентов в рамках ТЭП еще далека от своего завершения, и в условиях высокой волатильности

¹⁴ Сохраняются ННП на прежнем уровне ниже 2000, количество источников поставок, равное или больше трех; индекс безопасности поставок (RSI) выше 110%.

энергетических рынков становится процессом перманентным. Внедряемые регламенты и кодексы значительно отличаются от тех принципов, которые закладывались в ТЭП в процессе начала его разработки, что привело к пересмотру первого варианта целевой модели [169].

По мнению многих экспертов, текущее состояние рынка газа ЕС не соответствует заявленным ориентирам Целевой газовой модели, предполагающей создание единого, отлаженного и конкурентного механизма функционирования рынка. Важно подчеркнуть, что крайний срок 2014 года, установленный в GTM, всегда был политической целью, определенной на уровне Сообщества. Установленные правила объединения рынков часто вызывали недовольство во многих странах и были связаны с политическими, финансовыми и организационными аспектами. Так, 70% потребностей в газовой инфраструктуре в Румынии требует инвестиций в размере 30-35 млрд евро [162]. Политика в сфере энергетики венгерского правительства Виктора Орбана, направленная на восстановление крупных государственных предприятий путем покупки энергетических активов частных компаний, приватизированных в 1990-х годах, расценивается ЕК как противоречащая идеям создания свободного энергетического рынка и тормозящая процессы либерализации торговли газом [183].

В ряде стран сохраняются регулируемые цены и перекрестное субсидирование, что отчасти объясняется опасением полностью потерять контроль государства над энергетическими рынками. Вопросы сетевого планирования и развития также оставлены для решения на уровне государств - членов ЕС, что является наглядным примером действия принципа субсидиарности в энергетической отрасли.

Большинство государств-членов на Северо-Западе и в Южной Европе уже внедрили Сетевой Кодекс по балансировке мощностей (Balancing Network Code, BAL NC) в 2015-2016 гг., в то время как большинство государств-членов в Центральной и Восточной Европе, включая Болгарию, Грецию, Польшу и др. планируют завершить эту работу к 2019 г. [152]

Анализ барьеров на пути внедрения регуляторных норм позволяет заключить, что причины внедрения новых принципов торговли газом являются достаточно разнородными и могут быть разделены на объективно существующие проблемы, связанные с созданием транспортной инфраструктурой и информационным обеспечением и субъективные факторы, которые группируются по трем признакам: политическая воля (*political will*), культурное отношение (*cultural attitude*) и коммерческое признание (*commercial acceptance*) на основе 17 показателей (5 регуляторных условий, 6 условий деятельности сетевых операторов и 6 рыночных условий) [152].

Несмотря на то, что имеется существенный прогресс в области либерализации газовых рынков в Северо-Западной Европе, политическая цель ЕС по созданию единого энергетического рынка, вероятно, не будет достигнута еще на протяжении многих лет, так как сдерживается наличием как технических, так и политических, культурных и иных барьеров.

По мнению ЕК, такими барьерами является противодействие отдельных государств, не готовых жертвовать своим суверенитетом в энергетической политике, а также проблемы в правоприменении отдельных регламентов, допускающие неоднозначное их толкование различными государствами. Наличие данных противоречий привело к тому, что в GTM 2 не содержится определение конечной даты реализации основной цели – построение единого интегрированного европейского газового рынка.

Последствия выхода Великобритании из ЕС могут быть существенны для прогресса в деле либерализации европейского газового рынка, так как она является лидером и активным сторонником дальнейшего развития этого процесса, способным оказывать влияние на те государства Восточной Европы, политика которых, по мнению ЕК, не всегда согласуется с установками директивных органов ЕС.

В 2013-2017 гг. продолжалась работа над внедрением сетевых кодексов, что позволит в дальнейшем поставщикам и потребителям беспрепятственно получать доступ к сетям и таким образом выгоду от более низких цен за счет снижения

транзакционных издержек. Эксперты полагают, что внедрение сетевых кодексов является наименее конфликтным механизмом интеграции национальных рынков [81, С.45]. Так, имплементация кодекса по управлению перегрузками проходит успешно. Осуществляется работа трех платформ по бронированию мощностей PRISMA, GSA (Gaz-System –Auctions) и RBP (Regional Booking Platform). В то же время предложенная система резервирования и продажи газа в рамках новой Целевой модели предполагает «избыточность» предложения газа, что увеличивает цены для конечных потребителей и не гарантирует безопасности и конкурентности в поставках газа.

Одним из препятствий, тормозящих имплементацию кодекса по управлению распределением мощностей (CAM NC), является требование к операторам предлагать все связанные мощности на одной платформе [81, С.37]. Часть платформ оказалась не готовой к работе в таком режиме.

Практически ни один фактор, существенно влияющий на развитие газового рынка в Европе, включая новый понижающий ценовой тренд, конкуренцию газа с другими видами энергетических ресурсов, тесную взаимосвязь с рынком электроэнергии, зависимость от рынка СПГ, высокую неопределенность в добыче нетрадиционных газов, не учитывался при разработке ТЭП на первоначальном этапе. То есть, исходная цель внедрения ТЭП, заключавшаяся в создании конкурентного рынка газа в Европе, трансформировалась на современном этапе в задачу совершенствования институциональной модели газового рынка, отвечающей новым экономическим и политическим реалиям.

Исследования в сфере ценообразования на рынке европейского газа выявили следующие тенденции:

Во-первых, в условиях смены повышательного тренда цен начале XXI века на устойчивое снижение в текущем десятилетии произошла трансформация ценового механизма. На это повлияло сокращение поставок газа с нефтяной привязкой и соответственно рост с привязкой к ценам спотового рынка, а также увеличение количества спотовых и фьючерсных контрактов (так называемая конкуренция «газ-газ»).

Во-вторых, наблюдается неравномерное развитие спотовой торговли, при этом конкуренция «газ-газ» становится доминирующей формой газового рынка лишь на Северо-западе Европы¹⁵ (учитывая, что развитие спотовой торговли в Европе наблюдается с 1996 г.).

В-третьих, на протяжении 2008-2017 гг. сохраняется высокая ценовая дифференциация по регионам Европы и низкая ликвидность большинства хабов.

В-четвертых, в условиях низкого ценового тренда на нефтяном рынке в 2014-2017 гг. происходит выравнивание цен на газ по спотовым и долгосрочным контрактам в результате использования различных формул модификации цен. Основным центром спотовой торговли, где формируются ценовые сигналы («нулевая точка» формирования цен) для региональных рынков Европы, стал хаб TTF, сменивший прежнего лидера NBP¹⁶.

В-пятых, сохраняются дисбалансы на розничных рынках Европы и высокая концентрация поставщиков на данном уровне, что сдерживает развитие конкуренции и не дает возможность европейским покупателям в полной мере оценить преимущества от свободной торговли газом. По данным доклада Ассоциации европейских энергетических регуляторов (ACER) за 2015 г., доля трех крупнейших продавцов на данном сегменте рынка в двадцати из двадцати пяти стран превышает 70% [104, С.17]. Доля продаж NBP и TTF достигает 88% европейских хабовых площадок [81, С.26].

Как показали исследования, по итогам 2015 г. произошло повышение индекса концентрации, которому соответствовали лишь четыре страны ЕС, что объясняется преимуществом долгосрочных контрактов поставки российского газа перед СПГ в условиях низких цен и повышения гибкости контрактных условий. Только 16 стран ЕС получают газ из трех и более источников, десять стран зависят от одного поставщика газа [81, С.50-52].

¹⁵Регион Северной Европы включает Швецию, Норвегию, Финляндию; регион Западной Европы включает Бельгию, Данию (без Гренландии), Францию (включая Монако, без заморских территорий), Германию, Ирландию, Нидерланды (без Суринама и Нидерландских Антильских островов), Великобританию (включая Нормандские острова), Швейцарию, Люксембург, Лихтенштейн, Андорру.

¹⁶Title Transfer Facility, газовый хаб (Нидерланды); National Balancing Point, газовый хаб (Великобритания).

Наиболее важным нововведением, имеющим большое практическое значение для создания единого европейского рынка газа, предложенным ЕК в 2016 г., является механизм солидарности, закрепленный в статье 12 Регламента «О мерах по обеспечению надежности поставок газа». Анализ текста данного документа свидетельствует о том, что он не определяет детальные правила работы механизма солидарности, оставляя их на усмотрение отдельных государств, поэтому его имплементация может вызвать ряд практических вопросов и сложностей.

Принципиальной проблемой является то, что в отличие от нефти, формирование стратегических запасов которой в ЕС является обязанностью государств-членов, хранение газа осуществляется на основе частноправовых договоров. Соответственно, изъятие газа потребует административного вмешательства в частноправовые отношения, что нарушает базовые гражданско-правовые свободы. Во-первых, произойдет принудительное приостановление или прекращение действия договоров поставки газа незащищенным национальным потребителям, во-вторых, принудительное изъятие газа и его передача в адрес защищенных потребителей соседнего государства-члена [34].

Однако в Регламенте не урегулированы вопросы о порядке изъятия газа у частных компаний, правовом режиме трансграничной передачи этого топлива защищенным потребителям, размере, порядке и плательщиках компенсации за поставленный защищенным потребителям газ и распределении нагрузки солидарности. Поэтому без внедрения положений, детально описывающих правила работы механизма солидарности, он может остаться не более чем декларативным инструментом. Также достаточно расплывчато в преамбуле Регламента описаны возможности осуществления коллективных закупок природного газа (*collective purchasing of natural gas*) в чрезвычайных ситуациях, которые представляют особый интерес для Польши и стран Балтии.

Основным нововведением, содержащимся в проекте Решения «Об учреждении механизма обмена информацией о межправительственных соглашениях и необязательных документах между государствами-членами ЕС и

третьими странами в области энергетики» является наделение Еврокомиссии правом предварительного (ex-ante) контроля межправительственных соглашений по газу между государствами-членами ЕС и третьими странами на предмет соответствия законодательству ЕС. Помимо оценки соответствия европейскому праву Комиссия должна обращать внимание на цели энергетической политики ЕС и принцип солидарности между государствами-членами, а также на политические позиции, закрепленные в заключениях Совета ЕС и Европейского Совета. Предусматривается механизм обмена информацией по необязывающим документам об энергетическом сотрудничестве, например, меморандумам о взаимопонимании. В практическом аспекте принятие данного решения сузит возможности подписания межправительственных соглашений, в отношении которых ЕК выданы негативные заключения, однако не устраняет такие возможности, так как это право не эквивалентно праву вето или согласования решений.

Рассмотренные новые инициативы направлены на расширение регионального сотрудничества и взаимопомощи государств-членов ЕС в кризисных ситуациях с поставками природного газа, повышение прозрачности коммерческих и межправительственных энергетических соглашений. Их последующая имплементация усилит роль Еврокомиссии в вопросах антикризисного реагирования и внешней энергетической политики. Вместе с тем предложенные процедуры требуют большей детализации и в силу значимости для внешней энергетической политики отдельных стран-членов ЕС могут быть модифицированы в сторону смягчения «наднационального» фактора.

Имплементация ТЭП оказывает существенное влияние на сотрудничество России и ЕС в сфере энергетики. Так, в 2009 г. были пересмотрены цены долгосрочных контрактов всех партнеров ЕС, включая Россию. Россия оказалась не полностью готовой к введению нового законодательства на газовом рынке ЕС, что непосредственно отразилось на ее инвестиционной стратегии в области строительства новых газопроводов и привело к значительным финансовым

потерям, связанным с закрытием или приостановкой ряда проектов, а также к изменению сбытовой и ценовой политики.

Так, с 2012 г. Еврокомиссия проводит антимонопольное расследование против ПАО «Газпром», обвиняя компанию в злоупотреблении доминирующим положением (статья 102) [111] и препятствии конкуренции при поставке газа на рынки Болгарии, Чехии, Эстонии, Венгрии, Латвии, Литвы, Польши и Словакии путем: применения территориальных ограничений (*territorial restrictions*, включая запреты на экспорт, пункты поставки и другие меры); проведения несправедливой ценовой политики (*unfair pricing policy*) в Болгарии, Латвии, Литве и Польше (частично вызванной ценовыми формулами, использующими нефтяную привязку) и получением несвязанных обязательств (навязывании контрактов на транспортировку газа вместе с контрактом на его поставку) (*obtaining unrelated commitments concerning gas transport infrastructure*) в отношении инфраструктуры транспортировки газа (касается трубопроводов «Южный поток» и «Ямал-Европа») при обеспечении поставок газа в Болгарию и Польшу.

В 2015 г. российская компания выдвинула возражения против представленных обвинений в нарушении антимонопольного законодательства ЕС, а в декабре 2016 г. представила формальное предложение по урегулированию расследования (проконкурентные обязательства). В марте 2017 года Европейская комиссия инициировала процедуру тестирования рынком (*market test*) представленных обязательств, по окончании которой будет вынесено решение об их принятии и закрытии расследования без признания ПАО «Газпром» виновным в нарушении антимонопольного права. В этот же период в ЕК поступила жалоба от польской компании PGNiG [105] на аналогичные нарушения (несправедливую ценовую политику, воспрепятствование трансграничной торговле газом и «контрактное связывание»).

В феврале 2016 года Европейская Комиссия в рамках Регламента ЕС № 1/2003 об имплементации правил конкуренции, предусмотренных статьями 101 и 102 Договора о функционировании ЕС, направила в адрес ПАО «Газпром» официальный запрос в связи с предполагаемым нарушением ПАО «Газпром»

антимонопольного законодательства ЕС в рамках поставок природного газа в Болгарию.

В марте 2017 года Еврокомиссия приняла предложения ПАО «Газпром» внести изменения в сбытовую политику в странах Европы: отменить ограничения на реэкспорт газа в Центральной и Восточной Европе, предоставив инфраструктуру для перепродажи газа из Венгрии, Польши и Словакии в страны Балтии; внедрить конкурентное, привязанное к западноевропейским газовым хабам ценообразование в Болгарии, Эстонии, Латвии, Литве и Польше, а также внедрить положение о пересмотре цен на газ и уменьшить период времени на их пересмотр; отказаться от нерыночных преимуществ, которые российский газовый монополист получил от контроля над газотранспортной и газораспределительной инфраструктурой.

ПАО «Газпром» обязался соблюдать данные обязательства в течение восьми лет. В случае, если после заключения с российским газовым монополистом юридически обязывающего соглашения компания нарушит свои обязательства, с нее могут взыскать штраф до 10% мирового оборота компании [26]. ПАО «Газпром» также предложил внести изменения в свои болгарские (поставляющие и транзитные) и греческие (снабжающие) контракты «в объеме, необходимом для устранения препятствий», которые повлияли на способность Болгарского ТСО (Bulgartransgaz) заключить соглашения о присоединении ТСО соседних стран-членов ЕС. Это обеспечило бы третьей стороне доступ (third-party access, ТРА) к интерконнектору Greece-Bulgaria (IGB) не только к существующей точке соединения сетей (interconnection point) в Сидироккастро (Sidirokastro), где исторически все мощности зарезервированы ПАО «Газпром», но и в новом пункте соединения в Комотини (Komotini), которые находятся на границе между Болгарией и Грецией. Это, в свою очередь, позволит Болгарии получить доступ к нероссийскому альтернативному газу, как по трубопроводу, так и СПГ, в соответствии с стратегией ЕС в области энергетической безопасности.

Кроме того, ПАО «Газпром» предлагает покупателям в Польше, Словакии и Венгрии (по контрактам на поставку на срок более двух лет) право требовать

изменения своих первоначальных пунктов доставки. По мнению ЕС, это предложение создаст условия для увеличения потоков газа в страны Балтии и Болгарии и позволит Польше, Словакии и Венгрии «получить новые возможности для бизнеса» в этих странах. Однако эти новые возможности могут быть недостаточно выгодны для того, чтобы оправдать изменение точек доставки, так как размер балтийских и болгарского рынков газа является относительно небольшим - в 2016 г. всего 8 млрд м³.

Установление права требовать изменения точки доставки, согласно ЕС, будет иметь существенные последствия за пределами текущего расследования, так как любой будущий отказ ПАО «Газпром» изменить пункт доставки будет считаться антиконкурентным. С одной стороны, это может стать актуальным в отношении сохранения украинского транзита российского газа после 2019 г. путем переноса пунктов доставки газа на российско-украинскую границу, что отвечает текущей политической цели ЕС. С другой стороны, это подтверждает ответственность ПАО «Газпром» за поставку газа в исходные пункты доставки в случае, если сами покупатели ЕС не потребуют их изменений, а также если существующий украинский транзитный договор не будет заменен по истечении срока его действия.

По мнению российской стороны, действия Польши являются исключительно политическим шагом и направлены на блокировку любых процессов, связанных с осуществлением бизнеса ПАО «Газпром» в Европе [105].

В настоящее время польские компании имеют все возможности для трансграничной торговли российским газом: PGNiG продает российский газ как через трейдеров, так и напрямую, в том числе через реверсные поставки на Украину. Газопроводы, которые проходят по территории Польши, переданы в управление компании Gassystem, что делает обвинения в «контрактном связывании» необоснованными. В то же время она намерена отказаться от импорта российского газа после истечения контракта с ПАО «Газпром» в 2022 г. и переориентироваться на долгосрочные поставки американского СПГ, первая партия которого была закуплена в июне 2017 г. у компании Cheniere Energy по спотовому контракту. Другой целью PGNiG является стремление повлиять на

позицию Еврокомиссии в отношении строительства «Северного потока 2», который позволит отказаться от украинского транзита российского газа.

Ранее Польша успешно блокировала решения ЕС, которые позволяли увеличить экспорт российского газа в Европу. Так, в конце 2016 г. по жалобе PGNiG в Еврокомиссию были заблокированы новые аукционы на мощности OPAL, в июле этого же года польский антимонопольный регулятор не согласовал создание совместного предприятия для строительства и эксплуатации трубопровода «Северный поток – 2», мотивируя свой отказ ограничительными нормами Третьего энергетического пакета [200].

Для проведения оценки рисков поставок российского газа в Европу сформулируем общие подходы к анализу этой проблемы.

Прокладка и эксплуатация нового трубопровода будет сопровождаться определенными рисками, к которым относятся:

- технологические, социально-экономические и прочие риски при строительстве и эксплуатации трубопровода;
- риски воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве трубопровода и его инфраструктуры;
- риски воздействия на ОС эксплуатируемого трубопровода, включая аварийные ситуации;
- риски воздействия факторов природного, антропогенного происхождения и иных внешних факторов на эксплуатируемый трубопровод;
- экологические риски, связанные с факторами воздействия на трубопровод и его инфраструктуру при строительстве и эксплуатации, включая риски здоровью человека [113, с. 267].
- все риски имеют сложную структуру и могут быть связаны между собой разнообразными связями.

Согласно Д.С. Рыбакову, перечисленные базовые риски обусловлены суммой научных знаний, качеством и добросовестностью экспертных оценок, а также социально-политическими отношениями в обществе. Наличие указанных рисков влечет за собой последовательное возникновение других рисков, разрушительных

для природы и общества [113, С.268]. Период строительства трубопровода и его инфраструктуры, влекут за собой неизбежное возникновение экологических рисков, некоторых из них будут сохраняться и в период его эксплуатации (в частности, негативное воздействие на растительные сообщества).

Технологические, социально-экономические и прочие риски возникают по ряду причин: из-за нехватки финансовых средств, недостатка научных, технических и технологических решений, пробелов в законодательстве, культурных и производственных отношений, отсутствия взаимоприемлемых договоренностей с общественностью и населением по социальным, экологическим и другим вопросам, связанным с жизнедеятельностью местных сообществ.

Противоречия и риски, которые возникают в связи с применением требований ТЭП в отношении морских трансграничных трубопроводов, включая российские газопроводы, в настоящее время обсуждаются Европейской Комиссией, более детально проанализированы в главе 3 данного исследования.

Согласно прогнозам, ведущих мировых аналитических агентств и энергетических компаний, в развитых странах с высокой вероятностью будет продолжен переход от централизованной энергетики к распределенной децентрализованной и расширению использования автономных чистых источников энергии (газа и ВИЭ). Углеводороды и страны – основные поставщики этих энергоресурсов сохраняют свои доминирующие позиции в мировом топливном балансе. Глубокая трансформация энергетики произойдет на качественном уровне — за счет внедрения инновационных технологических решений, в первую очередь управляющих систем на базе искусственного интеллекта [108].

Сравнительный анализ различных долгосрочных прогнозов позволяет сделать выводы о том, что, во-первых, возрастание влияния государства на структуру энергопотребления связано не только с переходом многих стран к политике энергосбережения, но и усилением ее экологической направленности. Во-вторых, предлагаемые оценки роли отдельных видов энергоресурсов могут выступать в качестве инструментов лоббирования стран-экспортеров энергоресурсов.

Именно природный газ станет важнейшим средством постепенного перехода мировой экономики к низкоуглеродной энергетике в том случае, если он будет заменять другие более углеродоемкие виды топлива или поддерживать внедрение ВИЭ. Поэтому будущее газа будет зависеть как от экономической целесообразности, так и от государственной энергетической политики.

В процессе развития энергетической политики ЕС на протяжении более полувека наблюдаются существенные изменения в ее ключевых направлениях. На разных стадиях эволюции приоритетное внимание последовательно уделяется различным аспектам: формированию внутреннего рынка, обеспечению энергетической безопасности, созданию энергетической инфраструктуры, борьбе с климатическими изменениями, диверсификации источников и маршрутов поставок, энергетической дипломатии. Задачи в области развития энергетики и, в частности, газового рынка, решались по мере их возникновения и в порядке важности, от простого к сложному, развивая активность евроинститутов в тех сферах, где она наиболее востребована на конкретный момент времени и не встречала ожесточенного противодействия стран-членов. С 2016 год начинается новый масштабный процесс пересмотра энергетической политики ЕС, в котором пакет законодательных инициатив «Чистая энергия для всех европейцев» вносит существенный вклад в формирование видения внутреннего рынка электроэнергии, продвижение энергоэффективности и ВИЭ, а также усиление региональной координации энергетической политики.

Несмотря на заявленные цели, единый энергетический рынок ЕС в настоящее время не создан. Программа формирования единого газового и энергетического рынка вызывает жесткие дискуссии, в силу чего ее концепция может быть еще раз пересмотрена. В последних документах ЕС сроки завершения создания единого европейского газового рынка к 2015 г. отодвинуты на неопределенный срок. Вместе с тем создание соответствующей поставленным целям инфраструктуры газового рынка вкупе с быстрым развитием спотовой и фьючерсной торговли газом, расширением сегмента СПГ и полной унификацией правил регулирования

рынка формирует необходимые условия для свободного перемещения газа между отдельными рыночными зонами Европы.

2.3 Анализ показателей экспорта российского газа в Европу на современном этапе

Ресурсный потенциал РФ

Россия обладает крупнейшими запасами природного газа и является одним из мировых лидеров по его производству и потреблению. По данным ВР, на РФ приходится 17,4% мировых достоверных запасов газа (2 место после Ирана – 18,2%). В 2006-2016 гг. запасы России выросли незначительно – с 31,2 до 32,3 трлн м³, доля РФ в мировых запасах природного газа сократилась с 19,7% до 17,3%, или на 2,4%. Американские эксперты оценивают доказанные запасы России более чем 40 трлн м³ или 25% мировых доказанных запасов.

Объем доказанных, вероятных и предварительно оцененных запасов (категории А+В+С1, С2) составляет 68 трлн м³, а перспективных и прогнозных (С3, D1, D2) – более 160 трлн м³, что позволяет добывать газ на уровне 800-900 млрд м³ в течение 90-100 лет [71].

Общие традиционные запасы и ресурсы нефти и газа в России оцениваются в 350 млрд т.н.э, из них потенциал шельфа - в 133 млрд т.н.э., в том числе извлекаемого газа – 83,4 трлн м³. [71]. Кроме шельфа являются перспективными многие глубоководные участки морского дна. Нетрадиционные запасы баженовой свиты могут составить от 170 до 2 трлн т.н.э [52]. Начальные суммарные ресурсы газа в России разведаны на 26,4% [71]. Ресурсная база российских углеводородов постоянно пополняется за счет новых открытий, в том числе нетрадиционных ресурсов и трудно извлекаемых запасов (газогидратов, метана угольных пластов, сланцевых залежей), а также за счет естественной регенерации пластов и их миграции в истощенные пласты [71]. Потенциальными, но в настоящее время не востребованными источниками роста запасов газа являются метан угольных

пластов (Республика Саха), газогидраты, по запасам которых РФ лидирует в мире, экономически нерентабельные небольшие залежи (например, в Баренцевом и Карском морях), нераспределенный фонд.

Уточним, что в мире активно реализуются исследовательские программы по добыче нетрадиционной добычи углеводородов, в том числе метана газогидратных месторождений, предварительные оценки ресурсов которых значительно превосходят запасы традиционного газа. В 2009 г. МЭА оценило эти ресурсы от 1000 до 5000 трлн м³; наиболее предпочтительными для начала разработки названы газовые гидраты арктических песчаных коллекторов [75]. Средневзвешенная оценка экспертов Hydrate Energy International «Global Resource Potential of Gas Hydrate» в 2011 г. давала оценку в 1227 трлн м³. по миру, включая США – 199 трлн м³, Канада – 63 трлн м³, Западную Европа- 40 и СНГ – 109 трлн м³ [75].

По предварительным оценкам ВНИИГАЗа, ресурсный потенциал газогидратов в России стране превышает 1100 трлн. м³. Детальная разведка и разработка этих залежей начнется по мере истощения традиционных запасов. За это время могут быть созданы конкурентные технологии, что определяет ведущие позиции в этом сегменте нашей страны на далекую перспективу.

Природный газ новых месторождений отличается сложным составом с высоким содержанием бутана, пропана и других ценных углеводородов, что требует использования принципиально иных технологий, чем в традиционных регионах добычи [38, С.210-225]. В отечественной газовой промышленности сложилась практика использования газа в основном на энергетические цели и на экспорт, что не предполагает выделение ценных компонентов, что свидетельствует о низкой эффективности его переработки [149, С.42].

В 2016 г. по объемам добычи газа Россия (16,3%) занимала второе место после США (21,1%), т.е. на уровне всего АТР [147]. По данным ВР, в 2006-2011 гг. производство газа увеличилось с 595,2 млрд м³ до максимального показателя 607,0 млрд м³, а затем сократилось в 2016 г. до 579,4 млрд м³.

На ПАО «Газпром» приходится 12% мировой и более 70% российской добычи газа. В 2016 г. компания произвела 420,1 млрд м³ газа, причем с 2012 г.

добыча сократилась на 68 млрд м³. Прогнозируется, что производство газа в России будет увеличиваться примерно на 1,6% в год вплоть до 2040 г. [170]. Масштабная добыча газа обусловлена развитой сырьевой базой. Производство газа высоко концентрировано в географическом аспекте – 98% газа добывается на крупных и крупнейших месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа, Оренбургской и Астраханской областях и в Республике Коми.

В 2016 г. по объемам потребляемого газа Россия занимала второе место после США (22,0%) – 390,9 млрд м³, или 11,0% [147]. Потребление составляет 67% произведенного газа в стране. За последние десять лет потребление газа уменьшилось на 25 млрд м³, достигнув пика в 2011 г. (424,6 млрд м³).

По разным оценкам, добыча газа в России в 2020-2040 гг. будет осуществляться в границах 750-840 млрд м³, а к 2100 г. сократится до 390 млрд м³ [38, С.211] в результате уменьшения численности населения и роста доли ядерного топлива в энергоресурсах, используемых для производства электричества. Высокая волатильность цен на газовом рынке и снижение внешнего спроса на российский газ оказывает существенное влияние на формирование бюджета страны и экономику в целом. Поступления от экспорта газа составляют 14% всех экспортных доходов РФ. В 2016 г. в результате падения цен доходы от нефтегазового экспорта России, несмотря на увеличение физических поставок, сократились на 25,4% [131].

Уточним, что самыми крупными в мире запасами природного газа располагает ПАО «Газпром». В 2016 г. его доказанные и вероятные запасы составили 36,444 трлн м³ (без газового конденсата) [20]. Большая часть доказанных запасов (60%) находится в Уральском региона, 20% - на шельфе. Ресурсная база компании постоянно расширяется. В 2002 г. полуостров Ямал был определен как регион стратегических интересов компании, и в 2006 г. начато активное освоение его залежей. Крупным перспективным месторождением является Бованенковское (4,8 трлн м³), которое станет сырьевой базой для поставок газа по трубопроводу «Северный поток – 2». Первый ямальский газ начал

поступать в октябре 2012 года. В 2017 г. уровень добычи составил 115 млрд м³, а в перспективе - 140 млрд м³ в год [71, С.36-38].

В будущем Ямал станет одним из трех основных центров российской добычи газа, нарастив производительность до 310–360 млрд м³, когда начнется добыча на шельфе Карского моря. Для вывода ямальского газа в Единую систему газоснабжения России ПАО «Газпром» в 2012 г. построил газопровод «Бованенково-Ухта». Продолжается строительство газопровода «Бованенково-Ухта 2» (срок строительства 2014-2020 гг.), необходимый для обеспечения подачи газа в «Северный поток – 2» наряду с газопроводом «Ухта-Торжок 2» и «Починки-Грязовец».

К северо-востоку от Бованенковского месторождения расположено Южно-Тамбейское месторождение (1,2 трлн м³), принадлежащее крупнейшей независимой газовой компании «Новатэк». На базе данного месторождения компания осуществляет строительство завода «Ямал СПГ» по сжижению газа на экспорт мощностью 20 млрд м³. Несмотря на обострение отношений с западными партнерами, введение новых санкций со стороны США и скандал вокруг поставок оборудования Siemens в Крым, у «НОВАТЭКа» не возникло проблем с зарубежными участниками «Ямал СПГ», ни в вопросах финансирования, ни при контрактации газа. Пока главными потенциальными потребителями газа являются страны АТР, но в связи с новыми приобретениями компании возможен экспорт газа в Европу.

Новыми проектами компании стали строительство кольевой верфи в Мурманской области для нового СПГ завода «Арктик СПГ-2» мощностью 21 млрд м³ в год, который будет запущен в 2022-2023 гг. [12]. Также запланировано строительство терминала по перегрузке СПГ на восточном побережье Камчатки, что позволит компании экономить за счет перегрузки СПГ из танкеров ледового класса, которые будут ходить по Северному морскому пути до азиатских рынков.

Разработка этого месторождения сопряжена с рядом трудностей, таких как высокая стоимость освоения, ухудшение конъюнктуры на европейском газовом рынке, а также выходом из проекта норвежской компании Statoil [71, С.36-38].

Разработка месторождений Ямала имеет особое значение для газовой отрасли РФ, так как, во-первых, ПАО «Газпром» сделал этот регион плацдармом для применения высокоэффективных инновационных технологий и технических решений: используется единая инфраструктура для добычи газа с разной глубиной залегания – 500-700 м и 1200-2000 м, а также отечественное буровое оборудование пятого поколения; во-вторых, запасы Ямала замещают истощающиеся залежи Надым-Пур-Тазовского региона, который более сорока лет являлся флагманом российского газодобычи.

Для развития восточных территорий особый интерес представляет освоение Ковыктинского месторождения (запасы - 2 трлн м³, вероятная производительность – 45 млрд м³ в год) в восточной Сибири, которое определено в качестве сырьевой базы для экспорта газа в Китай наряду с Чаяндинским месторождением. В настоящее время новые центры газодобычи сформированы в Сахалинской области (шельф о. Сахалин) и Камчатском крае. Идет создание центров газодобычи в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области, планируется создание центра в Красноярском крае.

Таким образом, Россия имеет стратегический потенциал восполнения и наращивания ресурсной базы, что позволит ей в полном объеме выполнять принятые обязательства по зарубежным и внутренним поставкам природного газа. Одним из основных препятствий освоения арктического шельфа являются западные санкции, которые не позволяют привлекать технологии из Европы и США. На сегодняшний день с точки зрения возможностей освоения Арктики ПАО «Газпром» находится в лучшем положении, чем «Роснефть», так как лицензионных участков на балансе у него меньше, и они лучше изучены. К тому же ПАО «Газпром» реализует менее рискованную стратегию, вовлекая в разработку небольшие участки рядом с уже эксплуатируемыми месторождениями и имеет более продвинутые технологии.

Одним из ключевых факторов, сдерживающих разработку северных запасов, является технологический. Оценки зависимости российской газовой отрасли от иностранных технологий находятся в диапазоне от 80% до абсолютной. К 2020 г.

планируется достичь не более 60-70% «автономии», поэтому до 2021-2023 гг. будут реализовываться только уже начатые капиталоемкие проекты и прорыва в импортозамещении не ожидается. Так ПАО «Газпром нефть» перенесла освоение Долгинского месторождения с 2021 г. на 2031 г. Другим фактором, который препятствует освоению новых месторождений, которые практически все разрабатываются с нуля («гринфилды»), является финансовый. Если в условиях западных санкций ПАО «Газпром» может проводить заимствования на западных финансовых рынках, то, например, ПАО «НК «Роснефть» лишена этого права и обременена большими долгами.

Новые санкции США от 2 июля 2017 г. затронут все крупные российские нефтегазовые компании, так как убирается привязка к проектам «в Российской Федерации»: под запрет попадают проекты компаний с перспективой добычи в любой точке мира. Американским фирмам запрещено предоставлять, экспортировать или реэкспортировать товары, технологии и нефинансовые услуги «в поддержку» проектов российских компаний, входящих в запрещенный список. По сравнению с ранее принятыми санкциями новыми стали три положения. Во-первых, определен порог долевого участия российской компании в запрещенных проектах 33% и более. Во-вторых, в России запрет коснется лишь «новых проектов». В-третьих, запрет также коснется новых международных проектов, то есть за пределами РФ и ее шельфа.

Структура экспорта газа на рынке Европы

Европейские страны являются основными импортерами российского газа (90% экспорта). С начала принятия соответствующего Федерального закона в 2006 г. [1] компания ПАО «Газпром» получила исключительное право на поставку газа за пределы России.

Согласно экспортной стратегии ПАО «Газпром», продажа газа осуществляется по единому экспортному каналу и в основном в рамках долгосрочных контрактов, хотя продажи на краткосрочном и среднесрочном рынках имеют тенденцию к росту. Также используются разменные операции и

разовые сделки. На торговых площадках Европы интересы компании представляет ООО «Газпром маркетинг и трейдинг».

ПАО «Газпром» экспортирует газ более чем в 30 стран ближнего и дальнего зарубежья. Анализ динамики экспорта в страны Европы дальнего зарубежья за десять последних лет свидетельствует о том, что в 2006-2016 гг. поставки возросли с 161,5 до 222,5 млрд м³, при значительном снижении до 152,8 в 2014 г. или до уровня 2005 г., что обусловлено в основном приостановкой отбора газа Украиной во втором квартале 2014 г., сократившей закупку газа из России по сравнению с 2013 г. на 50%.

Согласно данным ЕС, в 2010-2016 гг. доля энергетического импорта в общем импорте ЕС уменьшилась с 21 до 12% (с 15 до 8% - по нефти, с 4 до 3% - по газу), в том числе из России: по энергетическим продуктам - с 7 до 4%, нефти - с 5 до 3% и по газу - с 2 до 1%, соответственно [174].

Поставки газа из России играют исключительную роль для стран ЕС. Доля России на газовом рынке (без учета внутренней торговли) составляет наибольшую долю – 39,1% по стоимости, 37,5% - по физическим объемам импорта. (Таблица 5)

Таблица 5 – Импорт природного газа в ЕС по основным торговым партнерам, 2016, %

Страна	Стоимость импорта, %	Чистый объем импорта, %
Россия	39,7	38,2
Норвегия	34,1	35,8
Алжир	15,2	14,3
Катар	5,1	5,8
Нигерия	2,1	2,1
Ливия	1,4	1,5
Другие	2,4	2,3

Источник: данные официального сайта ЕС [91]

Уточним, что в 2016 г. доля России в стоимости энергетического импорта составила 59%, включая 39% импорта сырой нефти и около 17% импорта трубопроводного газа. По сравнению с 2010 г., когда эти показатели составляли соответственно 68%, 48%, 17%, доля расходов на газ не изменилась при общем снижении доли стоимости импорта энергетических товаров и нефти. В абсолютных значениях стоимость энергетического импорта из РФ сократилась с 100,1 до 69,9

млрд евро, по нефти – с 78,0 до 45,8 млрд евро, по газу с 27,9 до 20,4 млрд евро. При этом физические объемы энергетических поставок сократились с 312,1 до 305,1 млн т, в том числе по нефти - с 179,1 до 163,7 млн т, а по газу увеличились - с 85,0 до 89,0 млн т.

Приведенные данные товарной структуры импорта ЕС свидетельствуют как о снижении общей внешней энергетической зависимости ЕС, так и зависимости от импорта из России, включая снижение его стоимости.

Однако зависимость отдельных стран от российского газа неодинакова. Германия является крупнейшим внешним импортером газа в ЕС (более 20% импорта ЕС), далее идут Италия, Испания и Великобритания (от 10% до 20%), затем Нидерланды (от 5% до 10 %). Ни одна из этих стран не принадлежит к группе государств-членов с более чем 75-процентной зависимостью от импорта из России. Доля России в национальном импорте составляла менее 25% для Испании и Соединенного Королевства, от 25% до 50% для Италии и Нидерландов и от 50% до 75% для Германии. Страны, чей национальный импорт газа составляет менее 5% от общего объема импорта ЕС, имеют различную зависимость от импорта из России. Десять стран (Болгария, Чехия, Эстония, Латвия, Австрия, Польша, Румыния, Словения, Словакия и Финляндия) импортировали более 75% общего национального импорта. Напротив, для десяти стран (Дания, Ирландия, Испания, Франция, Хорватия, Кипр, Люксембург, Мальта, Португалия и Соединенное Королевство) доля импорта из России составляла менее 25%.

Экспорт газа ПАО «Газпром» в Европу составляет около трети общего объема поставок компании и обеспечивает более половины выручки.

В 2015 г. и 2016 г. экспорт газа в Европу увеличился до 178,7 млрд м³ и соответственно [158]. За 2012-2016 гг. объемы поставок в этот регион ПАО «Газпром» существенно нарастил поставки в Великобританию (с 11,7 до 25,7 млрд м³), Германию (с 34,0 до 57,9 млрд м³), Италию (с 15, до 24,7 млрд м³) и Нидерланды (с 2,9 до 27,5 млрд м³). Из 24 европейских стран-покупателей в 2016 г. только 5 - сократили импорт российского газа, 4 страны сохранили прежний объем

закупок, тогда как 15 стран увеличили объемы импорта российского голубого топлива.

Отметим, что в 2004-2016 гг. доля группы ПАО «Газпром» в суммарном импорте газа Западной Европы возросла более чем на 10% - с 23 до 34%. Доходы от европейского экспорта, по данным компании, в 2010-2013 гг. увеличились почти на 10% и достигли 52,8 млрд долл., при том что цена на газ в 2013 г. была снижена в среднем на 5,5% и составляла 380 долл./тыс. м³ [166]. Однако в следующие три года выручка компании сократилась с 47,3 до 32,0 млрд долл., или более чем на 15 млрд долл. При этом средняя экспортная цена уменьшилась с 349,4 до 176,0 долл./тыс. м³ [20, С. 75]. С 2014 г. одним из ключевых факторов, оказавших негативное влияние на динамику российского экспорта газа в западном направлении, стали события на Украине и как следствие сокращение импорта российского газа.

По данным компании НАК «Нафтогаз Украины» в 2015 г. Украина закупала около 6 млрд м³ газа из России для собственного потребления, то есть в 2,5 раза меньше, чем в 2014 г. (12,9 млрд м³). Импорт этой страны из ЕС (Словакии, Венгрии и Польши) составил 10,3 млрд м³. В настоящее время Украина полностью заместила экспорт из России (закупая 2,4 млрд м³). Запасы газа в Украине на 2016 г. в объеме, превышающем 9 млрд м³, являются крупнейшими за последние пять лет, что внушает украинским властям определенный оптимизм в отношении достаточно легкого перехода с «российского» на «европейский» газ [53].

Компания ПАО «Газпром» является и производителем, и поставщиком энергоресурсов одновременно. Большая часть газа экспортируется в Европу через страны-транзитеры. Основные объемы природного газа поставляются через территорию четырнадцати стран, что говорит о высоких транзитных рисках поставок российского газа в ЕС [36, С.62-72].

Для оценки экспортных возможностей России на европейском рынке проведен анализ прогнозов из трех источников, сделанных примерно в 2014-2015 гг. и предлагающих подробное описание факторов, определяющих долгосрочную динамику российского экспорта газа в Европу – Прогноз Института энергетики

НИУ ВШЭ и ИНЭИ РАН «Европа 41» (2015), прогноз ИНЭИ РАН, Института Брукингса и МГС (2015) и прогноз Дж. Стерна и Х. Роджерса (2014). [202].

Сравнение различных прогнозов позволяет сделать следующие выводы. Все данные прогнозы менее климат-ориентированные, чем те, которые были разработаны после заключения Парижского соглашения по климату 2015 г. и поэтому в случае его реализации спрос в Европе на газ может быть значительно ниже. В краткосрочной и среднесрочной перспективе исключение Украины как транзитной страны будет иметь существенные последствия для повышения спотовых цен в ЦВЕ, где рынки слабо интегрированы. Напротив, эффекты в Северо-Западной Европе, где рынки тесно взаимосвязаны, практически отсутствуют.

Отказ от украинского транзита может привести к сокращению российского экспорта, тогда как Турецкий поток незначительно влияет на поставки из РФ, если украинский транзит сохранится. Низкий спрос в Азии при сохранении высокого уровня производства СПГ в США приведет к самому существенному падению российского экспорта. В то же время поставки газа будут осуществляться на низком уровне в случае отказа от всех долгосрочных контрактов и принятия дополнительных меры в области энергоэффективности и поддержки ВИЭ, что и предполагается реализовать в рамках Четвертого энергетического пакета.

В среднесрочной перспективе поставки СПГ из США будут конкурентоспособными не на всех европейских рынках. По всей видимости это будут рынки Великобритании, Нидерландов и Бельгии, но не в большей части Европы. Основная часть СПГ будет поступать из африканских стран, таких как Алжир, Ангола, Нигерия, Экваториальная Гвинея, Катар и Тринидад и Тобаго.

Ошибочно полагать, что новые поставщики в перспективе могут заменить российский экспорт. Более того, в случае высокого спроса в КНР, низкого производства СПГ в США и использования украинской инфраструктуры (или изменения правил функционирования морских трубопроводов) российские производственные мощности, которые в настоящее время используются на половину, будут полностью загружены. Поэтому установление стабильных

отношений с Россией имеет решающее значение для энергетической безопасности ЕС.

Развитие альтернативных источников импорта, включая поставки СПГ и импорт по трубопроводам из Каспийского региона, возможно из Ирака и Израиля, также важны, так как они способствуют усилению интеграции внутреннего рынка и развитию инфраструктуры внутри ЕС. Страны Африки – не более чем на 7-8 млрд м³ в год.

Конкурентом России в Европе может стать Туркменистан, поставляя газ через Транскаспийский газопровод с дальнейшим подключением к Трансанатолийскому газопроводу (TANAP), который совместно строят Турция и Азербайджан, а позднее к Трансадриатическому газопроводу (TAP). Эксперты полагают, что проект Транскаспийского маршрута на текущий момент наименее вероятен из-за сопротивления России и Ирана его строительству и отсутствия всеобъемлющего соглашения по морским границам в Каспийском море [56]. Однако вне зависимости от его развития ГК «Туркменгаз» завершил строительство газопровода «Восток — Запад», объединяющего восточные месторождения газа с каспийским побережьем страны с пропускной способностью 30 млрд м³ в год. Ашхабад и Баку могут связать платформы в Каспийском море посредством подводных трубопроводов и совместно использовать мощности газопровода TANAP, чему препятствует территориальный спор с Азербайджаном относительно месторождения Сердар-Кяпаз [17]. Израиль и Турция планируют построить в будущем газопровод, который свяжет израильское газовое месторождение «Левиафан» и TANAP.

Экспорт СПГ на рынки Европы более диверсифицирован по источникам, чем трубопроводный газ. Вместе с тем пока значительно уступает последнему в объемах. Среди новых поставщиков СПГ, способных поставлять сжиженный газ в Европу в значительных объемах не менее 10 млрд м³ к 2025 г., следует отметить США, Канаду, Иран и Россию. Норвегия также планирует расширить свою долю в сегменте европейского рынка трубопроводного газа, потеснив ПАО «Газпром», и

активно наращивает экспорт. В 2006-2016 гг. она увеличила поставки в Европу с 84 до 109,8 млрд м³ [158].

Уточним, что в условиях падения цен на газ с 2009 г. в результате пересмотра долгосрочных контрактов средняя цена ПАО «Газпром» в 2012-2016 г. снизилась с 385,1 до 176,0 долл./тыс. м³ [20, С. 75], что стало основным фактором повышения его привлекательности для европейских потребителей и отмечаемого роста спроса в начале 2016 г. со стороны ряда стран ЕС, включая Великобританию и Германии. В апреле 2016 г. цена снижалась до 167,6 долл./тыс. м³.

Основными факторами, которые будут определять спрос на российский газ на рынках Европы в ближайшей перспективе, являются низкие цены, сокращение собственной добычи, производство СПГ в США и спрос на сжиженный газ в Азии. При этом текущие объемы закупаемого газа будут во многом зависеть от погодных условий.

Глава 3 Возможности и перспективы снижения рисков при поставках российского газа на европейский рынок

3.1 Возможности диверсификации и оптимизации поставок российского газа на европейский рынок

В целях оптимизации и укрепления надежности поставок газа на рынки Европы в последнее десятилетие ПАО «Газпром» предпринимал активные действия по расширению газотранспортной сети и созданию новых маршрутов. Следует выделить следующие проекты: «Северный поток», «Ямал–Европа», «Голубой поток» (и его возможное расширение), а также «Турецкий поток» (взявший на себя функции нереализованного «Южного потока»), проект расширения «Северного потока» («Северный поток–2»), ITGI Poseidon.

«Северный поток»

Газопровод «Северный поток» (Nord Stream) стал принципиально новым маршрутом экспорта российского газа в Европу. Целевыми рынками поставок являются Германия, Великобритания, Нидерланды, Франция, Дания и другие страны. На пути «Северного потока» нет транзитных государств, что позволяет снизить стоимость транспортировки российского газа и исключить возможные политические риски. При строительстве газопровода, прогнозировалось, что импорт газа в страны ЕС возрастет примерно на 200 млрд м³, или более чем на 50%, и что «Северный поток» сможет удовлетворить около 25% дополнительной потребности в импортируемом газе.

Одной из основных сырьевых баз для поставок по газопроводу является Южно–Русское нефтегазовое месторождение. В настоящее время газопровод состоит из двух ниток производительностью по 27,5 млрд м³. газа. Строительство осуществлялось с использованием внешнего финансирования, стоимость составила 8,5 млрд долл. США. Как показали расчеты М. Корчемкина, стоимость транспортировки газа через «Северный поток» значительно ниже, чем поставки

через Украину. Так, доставка 1 тыс. м³ газа до Германии (Waidhaus) и Чехии (соответственно Brandov и Lanzgot) составляет соответственно 31,1 евро и 22,9 евро по Балтийскому морю, и 46,1 евро и 37,9 евро – через Украину [30]. В настоящее время принято решение строительства третьей и четвертой ниток газопровода (проекту присвоено название «Северный поток – 2», Nord Stream 2).

Газопровод «Ямал – Европа»

Транснациональный газопровод «Ямал – Европа» проходит по территории четырех стран – России, Белоруссии, Польши и Германии. Этот экспортный коридор был построен в 1994–2006 гг. Магистраль берет начало от торжокского газотранспортного узла в Тверской области, и проходит по территории Белоруссии, Польши и Германии. По общему мнению, ЕС и России, газопровод повысил надежность поставок российского газа на европейский рынок.

Газопровод «Голубой поток»

Газопровод «Голубой поток» поставляет российский газ в Турцию через акваторию Черного моря, минуя третьи страны и дополняет газотранспортный коридор из России в Турцию, который проходит через территорию Украины, Молдавии, Румынии и Болгарии. Сооружение морского участка «Голубого потока» проходило в 2001–2002 гг. Промышленные поставки газа по газопроводу начались в феврале 2003 г. Мощность газопровода составляет 16 млрд м³ газа и позволяет ПАО «Газпром» покрывать пиковый рост спроса в Турции. В 2014 г. велись переговоры с турецкой стороной об увеличении пропускной способности газопровода с 16 до 19 млрд м³ газа в год, однако договоренность не была достигнута. По неофициальной информации, ранее рассматривались предложения по продлению «Голубого потока» в Италию и Израиль, а также увеличению мощности до 32 млрд м³ [11].

Как показано в таблице 7, общие мощности всех российских газопроводов в направлении Европы составляют 257 млрд м³, что, согласно оценкам, East European Gas Analysis, почти на 100 млрд м³ превышает среднегодовой гарантированный объем российского экспорта в 2020–2025 гг. (Таблица 6). В случае отказа от украинского транзита выбывающие мощности газопроводов составят 142 млрд м³

и должны замещаться, начиная с конца 2019 г. мощностями «Северного потока- 2» и «Турецкого потока», когда договор с Украиной о транзите газа закончится. Однако, даже используя новые трубопроводы на полную мощность, Россия способна не в полной мере удовлетворить европейский спрос в случае наиболее благоприятной мировой конъюнктуры – высокого спроса в АТР и слабого предложения со стороны США.

Таблица 6 – Проекты строительства газопроводов в западном направлении с участием России

Название	Протяженность, км	Проектная мощность, млрд м ³	Объем финансирования на момент утвержден.	Ввод в эксплуатацию, год
«Южный поток»	2200	63	16 млрд долл.	2018 (закрыт)
«Северный поток»	1204	55	8,5 млрд евро	2012 (действует)
«Ямал – Европа»	Более 2000	32,9	около 3 млрд долл.	1999 (действует)
«Ямал – Европа 2»	Более 2000	15	5 млрд долл.	2019 (заморожен)
«Турецкий поток»	Более 1000	31,5	11,4 млрд долл. 6 млрд долл. (морская часть)	декабрь 2019 (построена подводная часть)
ITGI Poseidon	807 (217 – морская часть)	8	1 млрд евро (350 млн евро – морская часть)	(в разработке)
Украинский транзит	1240 (средняя)	50	2,18* млрд долл. в год	2019 (возможно продлен)
«Северный поток – 2»	1225	55	9,9 млрд евро	2019 (в разработке)
Расширение мощности «Голубонинкашв» потока»	1213	3 (текущая мощность 16)	Не известна	(заморожен)

*с учетом роста тарифов в 2016 г. на 30% (на базе данных экспорта в 2015 г.).

Источник: составлено автором по официальным сайтам проектов.

Наиболее эффективным способом диверсификации маршрутов и снижения рисков поставок газа в Европу мог бы стать газопровод «Южный поток». Соединив напрямую поставщиков с потребителями углеводородов, проект «Южный поток» значительно повысил бы безопасность энергоснабжения всего европейского континента. К 2020 г. эти поставки могли обеспечить около 10% необходимого ЕС газа, что достаточно, для обеспечения около 30 млн домохозяйств в Европе. Введение в эксплуатацию «Южного потока» позволило бы минимизировать

зависимость от использования ГТС Украины и в долгосрочной перспективе при необходимости полностью отказаться от ее использования.

Таблица 7 – Мощности действующих российских экспортных газопроводов в Европу

Газопровод	Мощность, млрд м ³ в год	Направление экспорта
Через Украину:		
Оренбург-Западная граница (Ужгород)	26	Словакия, Чехия, Австрия, Германия, Франция, Швейцария, Словения, Италия
Уренгой-Ужгород	28	Словакия, Чехия, Австрия, Германия, Франция, Швейцария, Словения, Италия
Ямбург-Западная граница (Ужгород)	26	Словакия, Чехия, Австрия, Германия, Франция, Швейцария, Словения, Италия
Долина-Ужгород - 2 нитки	17	Словакия, Чехия, Австрия, Германия, Франция, Швейцария, Словения, Италия
Комарно-Дроздовичи - 2 нитки	5	Польша
Ужгород-Берегово - 2 нитки	13	Венгрия, Сербия, Босния
Хуст - Сату-Маре	2	Румыния
Ананьев-Тирасполь-Измаил, Шебелинка-Измаил - 3 нитки	26	Румыния, Болгария, Греция, Турция, Македония
Всего через Украину:	142	
Через Белоруссию:		
Ямал-Европа (Торжок-Кондратки-Франкфурт/Одер)	33	Польша, Германия, Нидерланды, Бельгия, Англия
Кобрин-Брест	5	Польша
Всего через Белоруссию:	38	
С.Петебург-Финляндия - 2 нитки	6	Финляндия
Голубой поток (проектная мощность)	16	Турция (возможны поставки в Грецию, Македонию)
Северный поток (проектная мощность)	55	Германия, Франция, Чехия и др.
Действующие газопроводы всего:	257	
Новые проекты:		
Недействующие		
South Stream (закрыт)	63	страны Южной и Юго-Восточной Европы
Ямал-Европа-2 (заморожен)	15	Польша, Словакия, Венгрия и др.
Действующие		
Северный поток – 2	55	Великобритания, Германия, Франция, Чехия и др.
Турецкий поток	31,5	Турция, страны Южной и Юго-Восточной Европы
Новые газопроводы всего:	164,5	
Запланированная мощность Всего	343,5	
Мощность без украинского транзита	201,5	
Гарантированный объём экспорта в 2020-2025 гг.	158	

Источник: составлено автором по East European Gas Analysis. URL:

В процессе подготовки к реализации проекта «Южный поток» большую роль играла политическая составляющая. Европейская комиссия (ЕК) оказывала давление на страны – участницы данного проекта с целью пересмотра межправительственных соглашений и приведения их в соответствие с требованиями ТЭП. Летом 2011 г. ЕК выставила неприемлемые условия и фактически заблокировала работу по данному проекту, поэтому было принято решение пересмотреть маршрут проекта и проложить его через Словению с конечной точкой в Италии. Действия ЕК на тот момент можно было объяснить необходимостью обезопасить проект Nabucco, который был заморожен в 2013 г. из-за недостаточности ресурсной базы.

ЕК удалось добиться заморозки работ над проектом в Болгарии, что фактически рассматривается Россией как санкционная мера в связи с событиями на Украине и в Крыму. В настоящее время правительство Болгарии подтверждает необходимость реализации данного проекта для страны, но готово его внедрять только в соответствии с требованиями ТЭП. В условиях неблагоприятной экономической и политической конъюнктуры российская сторона, отказавшись от реализации данного проекта, смогла сэкономить значительные инвестиции и перенаправить их на реализацию проекта «Сила Сибири». Закрытие проекта «Южный поток» негативно отразится на многих западных партнерах, в частности консорциума South Stream Transport, поставлявших оборудование для проекта, а также принесет убытки ПАО «Газпром», который вынужден выплачивать неустойку.

Отношение европейских стран к данному проекту неоднозначно. Так, Италия всегда считала газопровод «Южный поток» стратегическим проектом для стран Европы и намерена во время своего председательства в ЕС способствовать облегчению его реализации. Главными противниками реализации проекта являются Украина и Европейская Комиссия. Украина в случае ввода в эксплуатацию «Южного потока» потеряла бы доходы от транзита российского газа через свою газотранспортную систему. Еврокомиссия не смогла бы экономически обосновать необходимость строительства отдельного газопровода в рамках

инициативы «Южного газового коридора» и снизить зависимость ЕС от российского газа.

Газопровод «Турецкий поток»

Единственным возможным вариантом для реализации наземных поставок российского газа в Европу минуя территорию Украины остается Турция. Проект «Турецкий поток» стоимостью в 11,4 млрд евро (без учета НДС) стал разрабатываться в декабре 2014 г. Стоимость первой нитки газопровода была оценена в 4,3 млрд евро [22].

Проект сопоставим с «Южным потоком» по мощности (32 млрд м³), протяженности морской части и стоимости газопровода. Морской участок планируется провести в старом коридоре «Южного потока». Ввод в действие четырех веток было запланировано на 2019 г. после завершения договора с Украиной о транзите газа. Мощности первой нитки газопровода (15,75 млрд м³) должны удовлетворить спрос турецкого рынка. Строительство морского участка началось 8 мая 2015 года.

После приостановки проекта 9 августа 2016 г. президентами двух стран было принято решение возобновить совместную работу. В сентябре 2016 г. турецкая сторона предоставила первые разрешения на строительство и проведение изыскательских работ в территориальных водах Турции в отношении двух ниток газопровода «Турецкий поток». 21 февраля 2017 года вступило в силу Соглашение по проекту между Правительством РФ и Турции. Документ предусматривает возможность строительства двух ниток газопровода по дну Черного моря из России в Турцию, а также сухопутной транзитной нитки до границы Турции с сопредельными странами. 7 мая 2017 года в районе г. Анапа началась укладка морского участка газопровода «Турецкий поток».

В июне-октябре 2017 г. ПАО «Газпром» осуществил строительство морского участка в российских территориальных водах первой нитки. По первой нитке газ пойдет в декабре 2019 г., вторая, по словам, Элио Руджери будет построена к 2023 г. [63]. Однако Россия не намерена строить вторую нитку газопровода

«Турецкий поток» в Европу, если не получит гарантий от Еврокомиссии, так как без ее одобрения проект будет убыточным.

Взаимные выгоды от реализации проекта «Турецкий поток» заключаются в том, что поставляемый газ позволяет Турции полностью удовлетворить внутренние потребности и стать транзитером избыточных объемов, а России использовать инфраструктуру, предназначавшуюся для «Южного потока». Однако данный вариант имеет и неочевидные минусы.

Во-первых, реализация проекта предполагает тщательное изучение морского дна и дополнительное экологическое согласование, что влечет за собой денежные и временные потери.

Во-вторых, базируясь на данном проекте, турецкая сторона планирует реализовать идею создания газового хаба на границе Турции и Греции и продавать невыбранный газ в Европу. Однако ЕК на первом этапе разработки проекта не была заинтересована в развитии инфраструктуры на границе с Грецией и создании хаба вне территории ЕС. Общее отношение ЕС к строительству «Турецкого потока» высказал М. Мерен (представитель Wintershall, Германия), заявив, что считает проект бессмысленным. «Во-первых, – сказа Мерен, – зачем Евросоюзу хаб за пределами Евросоюза? А во-вторых, хабы формируют там, где есть сеть газопроводов, а там ее нет» [102].

В-третьих, на первоначальном этапе переговоров у Турции и России возник ряд разногласий, в том числе относительно точки перехода от морского к сухопутному участку и предоставления Турции 10,25% скидки, или около 1 млрд долл. В случае реализации проекта Турция может прибегнуть к практике давления на РФ с целью снижения контрактной цены по примеру Украины.

В-четвертых, возможность строительства только одной ветки не позволяет окупить затраты на его строительство. В этой ситуации эффективнее было бы увеличить мощности «Голубого потока». В то же время «Турецкий поток» может заменить Трансбалканский газопровод (ТБГ), который станет доступен для реверсных поставок азербайджанского, иранского, иракского и туркменского газа

после его стыковки с TANAP и усилит конкуренцию на европейском газовом рынке.

На текущем этапе реализации проекта Россия завершила строительство двух веток морского участка и увеличила проектную стоимость до 7 млрд долл. Строительство сухопутной части газопровода, возможно, будет финансироваться Турцией и ЕС. Правовой статус проекта с точки зрения соответствия нормам ТЭП находится в стадии рассмотрения и не вызывает единства среди европейских стран.

Таким образом, допустимо сделать следующие выводы. Проект газопровода «Турецкий поток» полностью отвечает интересам России в вопросах диверсификации маршрутов поставок газа в Европу, а также целям ЕС по повышению своей энергетической безопасности. Однако Европа в первую очередь заинтересована в диверсификации поставщиков газа, а не экспортных потоков и стремится снизить зависимость от российского газа. В этой связи ЕК активно настаивает на применении норм ТЭП, искусственно создавая препятствия для реализации проекта согласно изначальному плану.

Сравнение экономической эффективности различных проектов, доказывает, что нереализованный проект «Ямал–Европа–2» имеет явные преимущества с точки зрения стоимостных затрат и протяженности маршрута. Однако политические риски строительства были бы достаточно велики, учитывая сложные российско-польские отношения.

В настоящее время ключевыми факторами, оказывающими влияние на принятие инвестиционных решений о развитии газотранспортных коммуникаций российской стороной в западном направлении, являются действующие санкционные меры ЕС и США в отношении России, а также дефицит свободных инвестиционных средств в компании ПАО «Газпром», обусловленный снижением цен на энергетические ресурсы и отсутствием свободного доступа на западные кредитные рынки.

Возрождение проекта ITGI Poseidon¹⁷

В феврале 2016 года ПАО «Газпром», EdisonSpA (Италия) и DEPA SA (Греция) подписали Меморандум о взаимопонимании с целью строительства интерконнектора ITGI Poseidon. Данный проект нацелен на развитие южного направления ГТК России и представляет своего рода реинкарнацию одной из веток «Южного потока» [19]. Проект предполагает развитие начатого в 2002 г. строительства газопровода из Турции в Грецию (в 2007 г. данный участок завершен) и далее в Италию по дну Ионического моря. Изначально он был частью «Южного газового коридора», и его завершение является попыткой найти оптимальное решение поставки российского газа европейским потребителям вне зависимости от поведения украинского руководства и состояния газотранспортной сети Украины [134].

В сентябре 2017 г. проект был ратифицирован Турцией [87]. Проект выгоден ЕС, так как обеспечит ликвидность на газовом рынке в Турции, Греции и Италии, а также диверсификацию природных энергетических ресурсов. ПАО «Газпром» также находит выгоды в его реализации, так как будет финансировать только строительство морского участка.

Украинский транзит

Одним из главных факторов, оказавших влияние на изменение стратегии ПАО «Газпром» в сфере диверсификации маршрутов поставки газа в западном направлении, стали осложнившиеся в 2014 г. политические российско-украинские отношения. В 2015-2016 гг. Украина практически полностью заместила российский газ импортом из стран ЕС, сократив собственное потребление. Россия в долгосрочной перспективе планирует отказаться от газового транзита через территорию Украины, направив данные объемы в Европу по северному и южному направлениям, минуя третьи страны.

Свертывание российско-украинской торговли газом было обусловлено рядом факторов: военный конфликт на восточных территориях Украины; включение

¹⁷ ITGI: Interconnector Turkey — Greece — Italy.

Крыма в состав РФ и непризнание данного факта правомерным украинской стороной; разногласия по поводу цены поставки газа Украине; высокие риски, связанные с изношенностью украинской газотранспортной инфраструктуры и нежелание НАК «Нафтогаз Украины» вкладывать средства в ее модернизацию.

Логика развития российско-украинских отношений на газовом рынке определяется комплексом геополитических и экономических противоречий, которые обострились в условиях резкого падения мировых цен на газ в 2014 г. и ужесточения конкуренции между поставщиками «голубого топлива» на рынки стран Европы. Так, 16 июня 2015 г. ПАО «Газпром» перешел в режим предоплаты в соответствии с действующим контрактом. В ноябре 2015 года поставки газа на Украину были приостановлены в связи с отказом Киева вносить деньги по новым правилам оплаты. В октябре 2014 г.-марте 2016 г. российская сторона снизила цены на газ для Украины с 485 до 212 долл./тыс. м³ (на 270 долл./тыс. м³) [90]. Однако украинская сторона настаивала на фиксации цены ниже 200 долл./тыс. м. По словам А. Яценюка, в феврале 2016 г. Украина достигла газовой независимости от России, получив предложение от европейских стран поставлять газ по более низкой цене [151].

Украинское направление поставок газа в Европу было бы наиболее эффективным с точки зрения всех заинтересованных сторон при возможности реализации масштабных вложений в модернизацию ГТС Украины, которая финансируется лишь на 20% от необходимых затрат. Однако Украина стремится как можно быстрее интегрироваться в энергетический рынок стран ЕС, опираясь на свои инфраструктурные возможности, в частности за счет развития услуг по хранению газа в объеме 15-20 млрд м³ [132].

Изменения отношений между ПАО «Газпром» и ПАО «Укртрансгаз» способствовали изменению географии газовых потоков на европейском рынке. В 2016 г. Украина импортировала по реверсу из ЕС 11,1 млрд м³ газа. Из Словакии, с которой в 2014 г. был подписан меморандум о «малом» реверсе, она получила наибольшее количество газа - 9,1 млрд м³, по венгерскому и польскому каналу - по 1 млрд м³ газа. Поставок газа из России не было. Чехия, ранее полностью

покрывающая свои потребности за счет «украинского газа», перешла на поставки через газопровод Opal. Словакия, имевшая также в виде единственного поставщика Украину до 2014 г., в настоящее время около 50% газа импортирует из Чехии. ПАО «Газпром» планомерно проводит стратегию сокращения поставок газа в страны ЕС по территории Украины, возможно, до полной отмены транзита по данной территории к 2022 г. В настоящий момент вопрос о закрытии украинского транзита остается окончательно нерешенным и зависит от совместного решения Европейской комиссии и России, которое они примут в 2018 г.

В 2004-2015 гг. Украина сократила потребление газа с 68,5 до 28,8 млрд куб.м, при этом за счет внешних поставок с 50,1 до 11,4 млрд куб.м. Практически весь газ в 2012 г. импортировался из России. В 2013-2015 г. импорт из стран ЕС увеличился с 2,2 (через польские и венгерские сети) до 9,2 млрд м³. Поставки из России сократились с 31,0 до 7,0 млрд м³. В декабре 2015 г. Украина отказалась покупать российский газ. По данным ВР, внутренняя добыча в стране достигла пика в 2009 г. (19,3 млрд м³) и к 2016 г. снизилась до 17,8 млрд м³. По другим данным добыто 19,98 млрд м³, что на 0,6% больше, чем в 2015 г. [114].

С 2016 г. украинское правительство последовательно реализует политику наращивания добычи топлива внутри страны и к 2020 г. Украина может отказаться от импорта газа. В 2017 г. украинские компании произвели 15 млрд м³ газа, что на 2,1% больше потребности Украины в импорте газа с учетом необходимых объемов закачки (21,5 млрд м³). При потреблении в 33 млрд м³ импорт будет составлять не менее 10-15 млрд м³ в зависимости от погодных условий и заполненности газовых хранилищ. По мнению российских экспертов, через 10 лет Украина может выйти только на самообеспечение газом, тогда как в пессимистичном сценарии добыча и вовсе сократится. В ближайшие несколько лет с учетом некоторого сокращения потребления спрос на импортный газ может упасть до 5 млрд м³.

Следует также принять во внимание, что с введением с 1 января 2016 г. новых правил тарифы за транзит российского газа повышены на 25-30% и Украина получает порядка 1,5-2,0 млрд долл. в год транзитных платежей, и их потеря является ощутимой для украинского бюджета.

В настоящее время Украина проводит реформы по либерализации рынка газа и интегрирует свою ГТС в европейскую энергетическую систему согласно требованиям ТЭП. С целью отделения деятельности транспортировки и хранения (закачки и отбора) природного газа создаются условия для обеспечения функционирования независимого оператора газотранспортной системы Украины, которым станет ПАО «Магистральные газопроводы Украины» [57]. Однако эти процессы сдерживаются сложной внутривнутриполитической ситуацией и неготовностью населения и промышленности страны к либерализации газового рынка.

Отказ Украины от российского газа в будущем будет зависеть от многих факторов, включая цены на газ, потребности национальной промышленности Украины, уровень развития собственной добычи, политическую стабилизацию в регионе и развитие альтернативных маршрутов поставки газа в Европу.

Таким образом, сравнительный анализ имеющихся вариантов диверсификации транспортных маршрутов в направлении Европы позволяет сделать следующие выводы. Политический фактор оказывает ключевое воздействие на принятие решений о выборе маршрута поставки российского газа. Несмотря на то, что ПАО «Газпром» смягчил свою позицию по отношению к Украине, стратегический курс на обход Украины будет сохраняться. Наибольшее негативное влияние на эффективность строительства всех новых газопроводов оказывает падение цен на газовом рынке. Так, со времени начала разработки маршрута «Турецкого потока» цена на российский газ снизилась в среднем с 400 до 180 долл./тыс. м³, что значительно увеличивает сроки окупаемости всех проектов без исключения. В настоящее время инвестиционные вложения в развитие масштабных проектов транспортировки газа южного направления, минуя транзитные страны, менее эффективны по сравнению с расширением транспортных мощностей, проходящих по дну Балтийского моря с учетом того, что их правовое обеспечение сопряжено с трудностями преодоления требований ТЭП.

Однако показатели темпов роста российского экспорта в 2015 – первой половины 2017 гг. в страны Европы свидетельствуют о том, что ее потребности возрастают. Положительная динамика экспорта создает благоприятные условия

для реализации намеченных к строительству инфраструктурных проектов. Строительство дополнительных веток «Северного потока» не является наименее затратным по сравнению с другими проектами в западном направлении, однако есть основания полагать, что с точки зрения противодействия ЕК и стран – транзитеров его реализация менее рискованна. Для выявления возможных проблем при реализации проекта расширения мощностей «Северного потока» в следующем разделе диссертации предпринята попытка провести анализ рисков.

3.2 Оценка рисков строительства газопровода «Северный поток – 2»

Как было показано в предыдущих главах, изменения на мировых рынках природного газа, а также изменения геополитической обстановки в значительной степени повышают неопределенность условия реализации проекта и актуализируют задачу оценки рисков¹⁸.

Проведем оценку основных рисков проекта «Северный поток–2».

Критическая оценка проекта¹⁹ основывается на наличии четырех основных групп рисков. Первая – экономические риски. Это негативная конъюнктура спроса и предложения газа, цен на газ, большая себестоимость строительства газопровода и добычи сырья, высокие процентные ставки по кредитам. Вторая – политические риски, включающие вероятность введения запрета со стороны некоторых стран ЕС или ЕК на сооружение газопровода, изменение правил торговли газом в Европе и др. Третья – экологические. Например, возможность повреждения боеприпасов с отравляющими веществами, захороненными на дне Балтийского моря, помехи нересту промысловых рыб и т.п. Наконец, четвертая – технологические. К ним

¹⁸ *Риск* – влияние неопределенности на достижение поставленных целей; *неопределенность* – это объективное состояние среды, не позволяющее точно предсказать будущие последствия решений ввиду недостаточности и неполноты информации, ограниченных возможностей ее восприятия и анализа и принципиальной недетерминированности природы.

¹⁹ Риск проекта – это неопределенное событие или условие, которое в случае реализации, будет иметь отрицательное или положительное влияние на цели проекта (содержание, сроки, стоимость, качество).

можно отнести сложности реализации проекта в заявленные сроки из-за низкой скорости работы трубоукладочных судов, возможных аварий и трудностей в ходе разработки месторождений.

Методика предлагаемой оценки рисков включает ряд методов, позволяющих классифицировать и оценить приоритет риска: метод кластеризации, метод балльной экспертной оценки и FMEA (Failure Mode and Effect Analysis) анализ.

В процедуре оценивания мы попытаемся избежать наиболее часто встречающихся 4 психологические ошибки при принятии решений - эффект «эгоцентризма» (ориентация на собственный опыт, а не данные), эффект «консерватизма» (жесткость сложившегося мнения о каких-либо событиях), эффект «края» (недооценка высоко вероятных событий и переоценка маловероятных) и эффект «Монте-Карло» (стремление установить связь между двумя последовательными, но не связанными событиями). При этом мы не ставим цель разработать конкретные практические рекомендации, направленные на исключение, предотвращение, снижение влияния или повышение возможности выявления риска.

Расчет параметра приоритета риска произведен на основе оценки авторской оценки возможных негативных последствий по следующим параметрам: частота (вероятность) возникновения (В) (от 1 до 10), тяжесть последствий (А) (от 1 до 10), возможность обнаружения (Е) (от 1 до 10, где 10 – «невозможно заранее обнаружить») и возможность контроля (обнаружения) появления негативных последствий (количественно не оценивается). Параметр приоритета риска RPZ (Response Policy Zones) рассчитывается как произведение А, В и Е и имеет значения от 1 до 1000.

Предложенная интервальная оценка с использованием балльной шкалы позволяет ранжировать типы рисков, проанализировать последствия исполнения каждого из них и учесть их вероятность (Рисунок 5).

Оценить все основные риски можно сгруппировав их в кластеры, составленные по сходству последствий и с учетом синергетических эффектов. Наиболее удобным способом визуализации кластеров представляется дерево

вероятностей, на котором можно представить взаимное влияние рисков и последствия их исполнения.

Степень вероятности исполнения риска	Интервал вероятности
Крайне маловероятно	<10
Маловероятно	10-40 включительно
Вероятно	40-100 включительно
Высокововероятно	>100

Рисунок 5 – Шкала оценки RPZ

Источник: составлено автором.

Проанализируем четыре кластера рисков проекта «Северный поток–2»:

- 1) недостаточный спрос на газ;
- 2) недостаточное предложение газа;
- 3) увеличение сроков строительства или отказ от проекта по политическим причинам;
- 4) отказ от реализации проекта по иным причинам.

1. Недостаточный спрос на газ

Существует угроза снижения уровня спроса на российский газ в Европе, что вызвано повышением энергоэффективности экономик стран-членов Европейского союза, развитием возобновляемых источников энергии, высокой конкуренции газ-уголь и газ-газ. Одновременно наблюдается снижение собственной добычи, в первую очередь в Великобритании (Рисунок 6). При текущем уровне цен на нефть, к которой привязано большинство газовых контрактов, цена «голубого топлива» становится довольно привлекательна. В совокупности с ожидаемым бумом в строительстве заводов СПГ это приведет к обострению конкуренции «газ-газ».

Доля импорта российского трубопроводного газа в Европе в последние годы имела тенденцию к росту, что может говорить о постепенном замещении падающей внутренней добычи европейских стран российским газом и пока низкой конкурентоспособности СПГ на данном рынке. В ближайшие годы будет

завершено строительство заводов СПГ в США и Австралии, что существенно повысит конкурентную борьбу в этом секторе газового рынка. Как следствие, стоимость СПГ может снизиться, что повысит его конкурентные преимущества перед трубопроводным газом.



Рисунок 6 – Дерево рисков по спросу на газ

* Синий цвет – исполнение риска, красный – неисполнение риска.

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

Кроме того, газовые конфликты с Украиной дополнительно подтолкнули европейцев к поиску новых поставщиков газа. В 2013 г. ЕК присвоила статус приоритетного проекта Трансадриатическому газопроводу (Trans Adriatic Pipeline, TAP) мощностью 10 млрд м³, который пройдет по территории Турции (через Грецию и Албанию) и выйдет на берег Италии. Начатое в мае 2016 г. строительство предполагается завершить к 2020 г. [45] Проект «Посейдон» может стать альтернативой для прокладки газопровода из Турции в Европу при новых проблемах в переговорах с болгарской стороной [110]. На рисунке 7 представлены основные исходы по первому кластеру рисков по реализации проекта «Северный поток–2».

Рассмотрев вероятности по всем «ветвям дерева», можно сделать следующий вывод: скорее всего, будет иметь место недостаточный объем поставок (ниже 50%) транспортировки газа из-за ограничений ТЭП в краткосрочной перспективе и

возрастающей конкуренции со стороны СПГ – в долгосрочной. При этом шансы на наиболее благоприятный исход – наличие значительного количества поставки сырья в объемах свыше 50% загрузки газопровода – в настоящее время малы, так как аналогичные проблемы есть у «Северного потока». Существенным фактором, который может кардинально изменить ситуацию, является возможное иное юридическое оформление проекта «Северный поток–2». Однако в настоящее время не представляется возможным учесть и оценить вес данного фактора, так как юридические аспекты функционирования данного проекта, возможно, будут конкретизированы в 2018 г. после рассмотрения поправок в отношении действия морских газопроводов, подпадающих под ограничения ТЭП. Как показала практика, поправки к регламенту по доступу к новым мощностям, возраст которых не превышает 15 лет (в особых случаях 20 лет), которые приняты регулятором ACER в 2016 г., позволяют уже в рамках действующего законодательства увеличить поставки по «Северному потоку». Для таких мощностей предполагается применять механизм бронирования на основе аукциона при условии четких сигналов рынка о спросе и одобрении национальным регулятором.

Поставки по долгосрочным и спотовым контрактам (свыше 50% мощности)	Поставки только по долгосрочным контрактам (50% мощности)	Поставки ниже объема долгосрочных контрактов	Недостаточный объем поставок (убыточность проекта)

Рисунок 7 – Исходы по первому кластеру рисков

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

2. Недостаточное предложение газа для проекта

Ресурсной базой для проекта «Северный поток–2» станут активно разрабатываемые залежи Ямала, например, такие как Бованенковское месторождение.

Возможно отметить, что непосредственно для данного проекта не будут четко выделены конкретные месторождения или будут выделены условно, так как такая необходимость по большому счету отсутствует и может лишь формально способствовать укреплению доверия инвесторов к данному проекту. Однако все

инвесторы проекта уже имеют успешный длительный опыт взаимодействия с ПАО «Газпром» (Рисунок 8). Ресурсная база Западной Сибири позволяет полностью удовлетворить потребности проекта при выводе его на максимальную плановую мощность в 55 млрд м³ в год. Риски второго кластера представляются незначительными и не требуют особого внимания при реализации проекта «Северный поток – 2».

Кроме того, работы по строительству недостающих транспортных мощностей от месторождений Западной Сибири до начала «Северного потока - 2» уже ведутся, и нет оснований предполагать возможность срыва сроков строительства газопровода. (Рисунок 9).

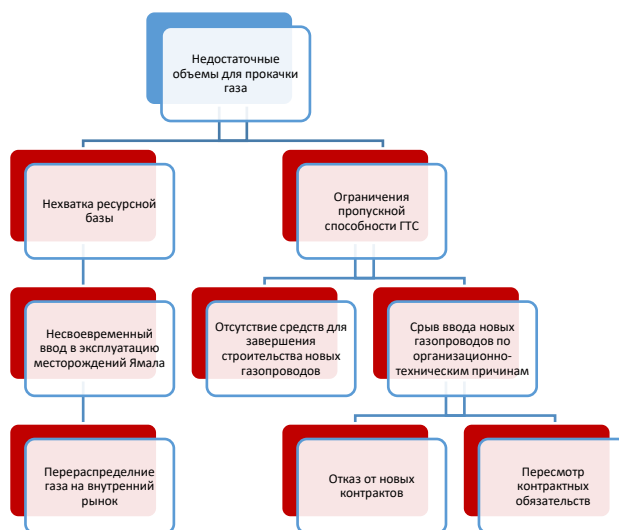


Рисунок 8 – Дерево рисков по предложению газа

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

Перераспределение газа на внутренний рынок	Отказ от новых контрактов	Пересмотр контрактных обязательств

Рисунок 9– Итоги по второму кластеру рисков

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

3. Увеличение сроков строительства или запрет на реализацию проекта

Инвестиционная стадия строительства началась в 2016 г., а непосредственно работы по укладке трубопровода будут начаты в 2018 г. Полноценный запуск трубопровода запланирован на 2020 г.

Для реализации проекта необходимо зафрахтовать трубоукладочные корабли. Нитки «Северного потока - 1» укладывали суда компании Saipem, которой в настоящее время выплачивается неустойка после отмены строительства «Южного потока» в размере 750 млн евро. Аналогичные суда имеются не только в Saipem, поэтому другие компании могут оценить свои риски в данном проекте достаточно высоко и либо отказаться от участия в нем, либо заключить контракт по более высокой цене. Таким образом, главным риском до начала строительства была вероятность того, что ПАО «Газпром» мог столкнуться с проблемой отсутствия свободных судов, которые арендуются на длительный срок, или понести дополнительные финансовые траты.

В феврале 2017 г. контракт на укладку труб шельфовой части газопровода «Северный поток – 2» был заключен со швейцарской компанией Allseas, которая считается одним из мировых лидеров подводного строительства. В этих работах компания собирается задействовать новое крупнейшее в мире судно-трубоукладчик Pioneering Spirit. Однако стоимость контракта не известна, что не позволяет судить о наступлении рискованного события.

«Украинский» вопрос вызывает волну критики со стороны европейских стран, обвиняющих Россию в желании еще больше пошатнуть слабую экономику Украины. Отказ от транзита через Украину лишит ее 10% дохода госбюджета. Однако украинская сторона не предоставляет никаких гарантий стабильности своего транзитного канала и декларирует цель полной интеграции в газотранспортную систему ЕС.

Как и в случае с «Северным потоком», страны Балтии высказываются против реализации данного проекта, который позволит России с помощью «Северного потока-2» увеличить свое влияние на ЕС. Отмечается несоответствие проекта целям ЕС по диверсификации маршрутов поставок энергоресурсов и поставщиков с целью повышения собственной энергетической безопасности. Литва и Польша заинтересованы в сокращении поставок газа из России за счет увеличения экспорта других участников рынка, в частности СПГ из Норвегии и США.

В июне 2017 г. председатель правления польской энергетической компании PGNiG Петр Возняк выразил надежду на то, что США помогут если не остановить реализацию проекта «Северный поток–2», то хотя бы отсрочить этот процесс на длительное время с помощью американских санкций, ограничивающих западных инвесторов в финансировании данного проекта [86]. Уточним, что проект оценивается в 9,9 млрд евро, половину из которых должны предоставить партнеры ПАО «Газпром»: французская компания Engie, австрийская OMV, англо-голландская Shell, немецкие Uniper и Wintershall.

В настоящее время «Северный поток – 2» реализуется в соответствии с планом. Поддерживают реализацию данного проекта европейские компании, которые финансируют ПАО «Газпром» в строительстве балтийского газопровода, а также шесть операторов газотранспортных систем Австрии, Чехии и Германии, которые, по данным Bloomberg, отправили письмо в поддержку «Северного потока-2» главе Еврокомиссии (ЕК) Жан-Клоду Юнкеру. В число операторов вошли австрийская Gas Connect Austria, чешская NET4Gas, немецкие Fluxys Germany, ONTRAS, Gascade, а также подразделения Gasunie в Германии [86].

Позиция Брюсселя при этом остается неопределенной. С одной стороны, ЕК не может влиять на газопровод, который строится вне зоны его юрисдикции. С другой, ЕК не дает четкого сигнала странам, от которых зависит выдача экологических разрешений на строительство, а именно Дании и Швеции. С момента начала реализации проекта, существовали риски, связанные с применением ТЭП, которые сохраняются в отношении «Северного потока-2» и сейчас, так как под действие ТЭП не подпадает только морская часть газопровода, тогда как наземная часть газопровода будет проходить по территории Германии [25].

Самым простым способом для снижения этих рисков является получение изъятия из норм ТЭП для «Северного потока-2». Данное изъятие может предоставить ЕК, но из-за негативного настроения ряда стран эта задача может стать невозможной.

По мнению польского депутата Европейского парламента Яцека Сариуша-Вольского, правовые основы ЕС требуют вести общую внешнюю политику и политику безопасности, а «Северный поток–2» подрывает их основы. ЕС «должен рассматривать» газопровод «Северный поток–2» в геополитических, а не только в экономических или энергетических категориях. Главной темой, которую необходимо поднять при рассмотрении данного проекта, по мнению депутата, это угрозы безопасности членов ЕС и Украины, а также расшатывания европейской политики восточного соседства. «Северный поток» позволил России оказывать более сильное давление на северный регион Европы, как считает депутат, а новый трубопровод только усилит это влияние [150].

Перечисленные факты доказывают, что ухудшение геополитической атмосферы в регионе может существенно осложнить процесс получения согласований для строительства газопровода и его последующего функционирования. Не принимая во внимание политический фактор, получение экологических согласований на проведение работ представляется более легкой задачей, чем во время реализации «Северного потока», так как опыт реализации первого морского проекта в акватории Балтийского моря считается достаточно успешным, к тому же большая часть маршрута «Северного потока-2» совпадает с маршрутом уже построенных веток газопровода.

Действующие санкции отношении России существенно осложняют работу над реализацией данного проекта как с технологической стороны, так и с экономической точки зрения. Российские компании не могут получать кредитные средства в иностранных банках, закупать или использовать в совместных предприятиях ряд технологий, которые не имеют отечественных аналогов.

Закон от 2 августа 2017 г. о новых санкциях в отношении РФ в сфере строительства и обслуживания российских трубопроводов, экспортирующих энергоресурсы, значительно ограничивает источники финансирования проекта. Однако, аналитики полагают, что иностранные участники проекта могут воспользоваться юридическим нюансом, который предполагает, что, если финансирование проекта состоится до конца 2017 г., то санкции не будут

распространяться на субъекты этих действий [18]. Введение данных санкционных мер может создать риски как для реализации проекта «Северный поток – 2», так и «Турецкий поток», а также для обслуживания действующих экспортных газопроводов, таких как «Северный поток» и «Голубой поток».

В начале ноября 2017 г. после принятия новых американских санкций Еврокомиссия предложила внести изменения в газовое законодательство ЕС, которые затрагивают создаваемый газопровод «Северный поток – 2». Поправки к Газовой директиве, по словам ЕК, не направлены на то, чтобы полностью заблокировать строительство, но распространить нормы энергетического законодательства на функционирование всех газопроводов, которые связывают европейские рынки и третьи страны, к которым относятся: недискриминационное установление тарифов на прокачку газа; доступ третьих сторон к возможности прокачивать газ; разделение деятельности по реализации и транспортировке голубого топлива и др.

Возможные изъятия, которые в настоящее время обсуждает Европарламент, повлияют на работу только морских участков, включая газопроводы из Норвегии, Алжира, Ливии, Туниса, Марокко, России и Великобритании (после завершения Brexit) [49]. «Северный поток – 2» и «Северный поток» по нынешнему законодательству ЕС под действие обсуждаемых норм не подпадают. Основные этапы реализации проекта указаны в таблице 8.

При этом более точно оценить указанные политические и финансовые риски представляется возможным только после принятия специальных актов Президента США, направленных на реализацию указанного закона, а также опубликования официальных разъяснений или толкований новых санкций со стороны Министерства финансов США и Европейской комиссии. Санкции, предполагающие полный запрет на предоставление российским компаниям технологий, ограничение инвестиций и отказ от дальнейшего сотрудничества по проекту западных компаний сделает продолжение строительства «Северного потока 2» невозможным. Кроме того, некоторые члены ЕС считают, что в условиях

низкого спроса строительство дополнительной дорогостоящей газотранспортной инфраструктуры вообще не целесообразно.

Поэтому риски, связанные с отсрочкой получения разрешений на строительство, увеличение сроков строительства, оценены как высоковероятные, запрет на строительство - вероятным. Риски и исходы по рискам для сроков строительства представлены на рисунке 10 и рисунке 11. Третий кластер рисков показал, что основная угроза для реализации проекта лежит в политической плоскости и ее сложно оценить с высокой долей точности, но данные риски необходимо рассматривать как высокие.

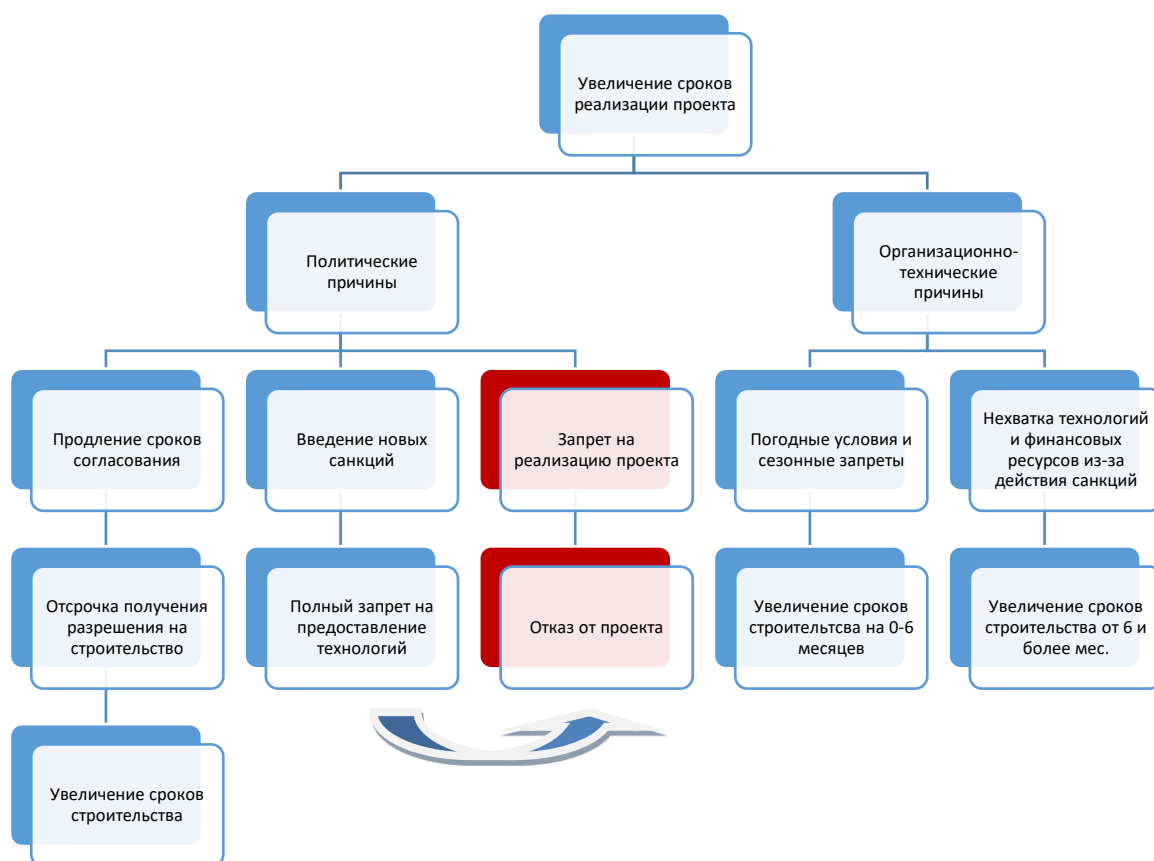


Рисунок 10 – Дерево рисков для сроков строительства

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

Отсрочка получения разрешений на строительство	Увеличение сроков строительства на 0-6 месяцев	Увеличение сроков строительства более чем на 6 месяцев	Запрет на строительство

Рисунок 11 – Исходы по третьему кластеру рисков

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

4. Отказ от реализации проекта

Реализация проекта «Северный поток–2» может быть отменена в случае отказа в разрешении на строительство или затягивании переговоров, как это произошло в случае «Южного потока». Ранее, против данного проекта выступала Эстония, согласования с которой были необходимы, так как газопровод будет проходить вблизи ее морской границы. По экологическим соображениям против строительства газопровода выступают «зеленые» Германии и Дании, которая борется за экологию северных морей.

Среди других рисков можно отметить возможные катастрофы и аварии, нанесение существенного урона окружающей среде в ходе строительства или функционирования газопровода, что также может привести к свертыванию строительства или остановки эксплуатации газотранспортной системы.

При подготовке проекта газопровода «Северный поток» было проведено обширное исследование окружающей среды и использованы передовые технологии, позволяющие наносить минимальный вред окружающей среде. Так, 100 млн евро было инвестировано на проведение экологических исследований Балтийского моря. Около 100 боеприпасов было удалено с морского дна в целях обеспечения безопасности маршрута поставок газа [11]. Проводится комплексный экологический и социальный мониторинг, в который включено 16 параметров окружающей среды и установлено 1,000 точек отбора проб вдоль всего маршрута газопровода. Благодаря особому техническому дизайну газопровода не используются промежуточные компрессорные станции. По результатам всестороннего анализа маршрут газопровода через Нарвский залив был признан наиболее благоприятным с точки зрения минимизации воздействия на окружающую среду. Газопровод пройдет через часть территории Кургальского заказника, однако комплексная оценка всех возможных вариантов берегового пересечения позволила выявить все возможные риски по каждому из сценариев и способы их снижения.

Таким образом, поддержание экологической безопасности морской территории вблизи поставок газа по данному маршруту не требует больших

дополнительных инвестиций, и нанесение урона окружающей среде в ходе строительства или функционирования газопровода маловероятно Глава ПАО «Газпром» А. Миллер считает, что «Северный поток» зарекомендовал себя как надежный проект, который реализован по самым высоким экологическим требованиям, и с этим согласны все эксперты. Глава ПАО «Газпром» подтвердил, что в настоящее время постоянно осуществляется экологический мониторинг, установлено огромное количество датчиков, с которых поступает информация в режиме реального времени [51]. (Рисунки 12 и 13).

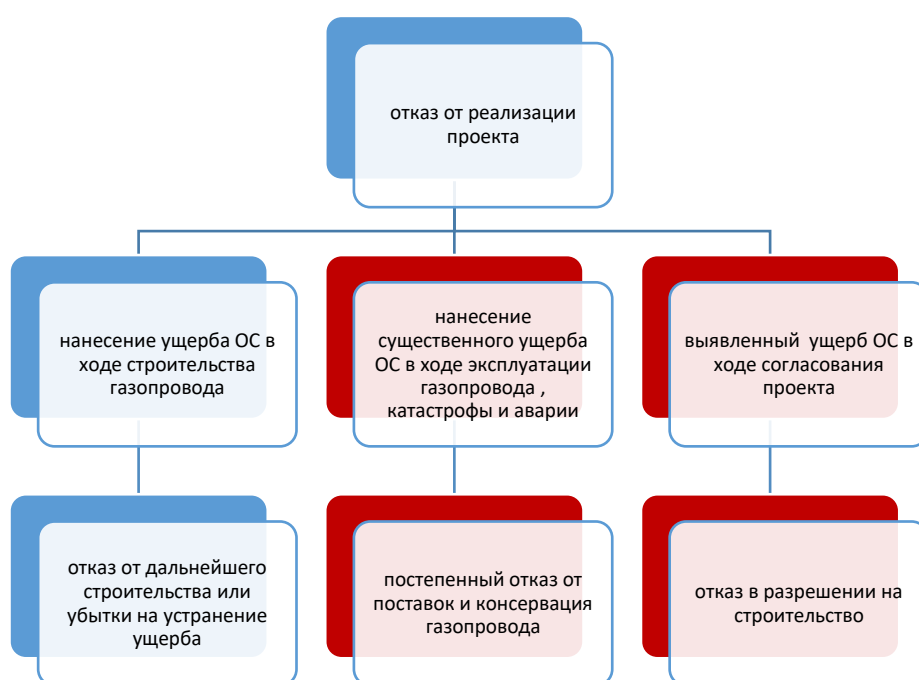


Рисунок 12 – Дерево рисков от реализации проекта

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

Из таблицы 8 видно, что основными рисками для проекта «Северный поток – 2» являются политические риски. Главным образом они связаны с существующими санкциями в отношении России, внешней и внутренней политикой стран ЕС, направленной на диверсификацию источников газоснабжения, включая снижение зависимости от российских поставок газа и одновременно сохранение украинского направления. Реализация этих рисков может привести к увеличению сроков согласования проекта и строительства.

Минимизация этих рисков с российской стороны возможна только косвенно, что представляет существенную угрозу для успешной реализации и функционирования проекта.

Второй группой рисков, относящихся к политическим, является невозможность получения доступа к технологиям, необходимым для строительства. В настоящее время он связан с существующими экономическими санкциями западных стран в отношении России. Достаточно высокими остаются риски, связанные с ограничением объема поставок российского газа и заполнением газопровода до проектной мощности, регулируемые ТЭП. Оставшиеся экономические, экологические и технологические риски можно классифицировать как «крайне маловероятные», «маловероятные» или «вероятные» и не представляющие существенной угрозы для успешной реализации проекта. Вместе с тем одни должны быть учтены при проектировании сроков строительства газопровода.

Отказ в получении разрешения	Приостановка строительства и финансовые убытки	Консервация газопровода

Рисунок 13 – Исходы по четвертому кластеру рисков

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

По нашим оценкам, большинство рисковых событий имеет неконтролируемый характер, то есть возможность обнаружения появления негативных последствий у них является невысокой (высокой). Так, из 16 анализируемых рисков 7 можно оценить, как контролируемые, 9 – как неконтролируемые.

Таким, образом, развитие газовой инфраструктуры является объективной необходимостью для России, которая определяется волатильностью спроса на рынках сбыта российского газа и обострением конкуренции со стороны поставщиков СПГ. Снижению рисков будет способствовать поддержка газовых инфраструктурных проектов взаимного интереса, что позволит привлекать инвестиции для их финансирования из стран-членов ЕС и распределить риски между партнерами. «Северный поток–2» можно характеризовать как

перспективный проект, который позволит повысить энергетическую безопасность Европейского союза, так как трубопроводные поставки газа являются надежными и экономически выгодными для потребителей. Распределение рисков проекта представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Распределение рисков проекта по типам риска и стадиям строительства

Клас Тер	Риск	Тип риска	Стадии		
			согласование	строительство	эксплуатация
1 кластер	Уменьшение ожидаемого спроса на газ в Европе	экон.			
	Ограничения в рамках действия ТЭП	экон. полит.			
	Рост конкуренции со стороны СПГ и других источников	экон.			
2 кластер	Нехватка ресурсной базы	экон., техн.	-		
	Недостаточное развитие ГТС	экон. техн.	-		
	Приоритет внутреннего рынка	экон. полит.	-		
3 кластер	Увеличение сроков согласования	полит.	-		-
	Увеличение сроков строительства более чем на 6 мес.	техн. экон.	-		-
	Введение новых санкций и прекращение сотрудничества	экон., полит.			
	Запрет на реализацию проекта	экон. полит.			
	Погодные условия	техн.	-		-
	Сезонные запреты на строит-во	экол.			
	Нехватка текущих технических и финансовых ресурсов	экон. техн.			
4 кластер	Отказ в разрешении на строительство	полит.			
	Катастрофы и аварии	техн., кон., экол.			
	Существенный ущерб окружающей среде	экон.,техн. экол.			

Источник: составлено автором на основе экспертной оценки

Имеющиеся договоренности между ПАО «Газпром» и европейскими газовыми компаниями относительно строительства второй ветки «Северного потока» («Северный поток – 2»), а также наличие разработанной проектной документации позволяют с высокой долей вероятности полагать, что данный проект будет реализован к 2020 г.

В целях более полной оценки рисков реализации проекта также был выполнен расчет, позволяющий оценить риск конкуренции со стороны поставок СПГ из США в Европу с помощью экономической модели. По итогам расчета можно сделать вывод, что риск конкуренции со стороны американского СПГ на европейском рынке повышается только при существенном падении цен на нефть (ниже отметок 3035 долл./барр.), а во всех прочих случаях остается низким.

Как показал сравнительный технико-экономический анализ имеющихся на сегодняшний день проектов строительства газопроводов в западном направлении, наибольшими преимуществами обладает проект «Северный поток – 2». Реализация данного проекта позволит повысить энергетическую безопасность Европейского союза, так как трубопроводные поставки газа являются надежными и экономически выгодными, прежде всего, для конечных потребителей.

Имеющиеся договоренности между ПАО «Газпром» и европейскими газовыми компаниями относительно строительства второй ветки «Северного потока» («Северный поток-2»), наличие разработанной проектной документации и ряда согласований, а также начавшийся процесс введения новых поправок в ТЭП относительно правил функционирования морских трубопроводов позволяют с высокой долей вероятности полагать, что данный проект будет реализован.

3.3 Оценка рисков ценовой конкурентоспособности российского газа на европейском рынке в условиях роста экспорта американского СПГ

С 2017 г. нарастающее влияние на предложение газа на рынках Европы будет оказывать экспорт СПГ из США. Уточним, что в 2006-2016 гг. добыча природного газа в США возросла с 50,7 до 72,3 млрд футов³/сутки. (с 524,0 до 749,2 млрд м³). Более 90% добытого в 2016 г. газа потреблялось внутри страны. В 2011-2016 гг. годовой экспорт СПГ увеличился с 70,0 до 186,8 млрд футов³. За семь месяцев 2017 г. экспорт удвоился до 364,4 млрд футов³. За 2010-2016 гг. средняя цена на экспортный газ упала с 5,02 до 2,79 долл./тыс. футов³ и вернулась на уровень 1986-

1999 г. [206]. Средняя цена за первые семь месяцев 2017 г. составила 3,6 долл./тыс. футов³ [207].

Согласно Short-Term Energy Outlook, в 2017 г. США стали нетто-экспортерами природного газа и сохранят этот статус в будущем, чему будут способствовать, прежде всего, такие региональные факторы, как рост добычи сланцевого газа и перенасыщение внутреннего рынка; увеличение экспорта американского газа в Мексику; сокращение импорта трубопроводного газа из Канады; ввод в действие ряда крупных заводов по производству СПГ и увеличение его поставок за рубеж [206].

В то же время, данная тенденция будет поддерживаться со стороны высокого глобального спроса на СПГ, который в широком смысле обеспечивается «долговременными, перспективными с точки зрения инвестиций, политически мотивированными вопросами», а именно:

- 1) национальной энергетической безопасностью, направленной на обеспечение диверсификации и гибкости предложения;
- 2) обновлением национальной энергетической инфраструктуры для повышения устойчивости системы к скачкам спроса и предложения, стимулирования инвестиций и снижения уровня безработицы;
- 3) «декарбонизацией» экономического роста как социальным императивом, дальнейшим замещением угля природным газом;
- 4) ростом негативных настроений по отношению к ядерной энергетике в обществе.

Прогнозируется, что к 2020 г. Соединенные Штаты будут иметь третий в мире экспортный потенциал СПГ после Австралии и Катара. По оценкам экспертов компании VYGON Consulting, производственные мощности СПГ терминалов вырастут с текущих 9 млн т до 78 млн т, а экспорт превысит поставки из Австралии и составит не менее 39 млн т в год, или 10% глобального рынка [60].

Большинство СПГ-контрактов с США (около 80% американского СПГ продается в рамках долгосрочных контрактов) заключалось в период максимальных ценовых дифференциалов между европейским и североамериканским рынками, что делало европейский рынок газа

привлекательным для экспортеров американского СПГ. Формулы цены в СПГ-контрактах США базируются на привязке к свободно формируемым ценам Henry Hub, при этом ценовые риски лежат на покупателе СПГ.

В период активного наращивания экспорта сжиженного газа из США 2016-2017 гг. с точки зрения экономической целесообразности европейский регион стал наименее востребованным для продавцов сжиженного газа [14]. В 2016 г. большая доля американского экспорта СПГ (46,8%) приходилась на страны Латинской Америки, при том что ни один долгосрочный контракт с этими странами не был заключен. Около трети (30,1%) — на страны Азии, на Ближний Восток и Африку — 13,0% и наименьший объем (10,2%) поступил на рынки Европы. В 2016 г. спрос на газ был заметно выше ожидаемого на Ближнем Востоке, в Северной Африке, Индии и Китае, поэтому рынок оказался более сбалансированным, а спотовые цены выше прогнозных.

Сравнительный анализ географической структуры экспорта СПГ по полугодиям свидетельствует о том, что в течение 2016 г. доля латиноамериканских стран сокращалась по мере увеличения экспорта СПГ в пользу Европы и АТР — с 64 до 49%. Первый американский СПГ поступил на терминалы в Испании, Португалии и Италии, а затем также Турции. В этом году доля американского газа в импорте ЕС составила всего 1%, при том что мощности СПГ в Европе остаются загружены на 23% [89].

По сравнению с 2016 г. географическая структура экспорта американского СПГ в первые семь месяцев 2017 г. была более сбалансированной — снижение доли стран Латинской Америки - с 46,8% до 40,6% произошло за счет повышения Ближнего Востока и Африки - с 13,0% до 15,2 % и Европы - с 10,2 % до 13,5%. Европейские страны, закупавшие американский СПГ в 2016 г., Португалия и Испания почти в четыре раза увеличили объем импорта (с 3700 и 2930 млн футов³ до 12421 и 11985 млн футов³, соответственно). Турция нарастила импорт с 8763 до 11985 млн футов³, Италия несколько снизила - с 3328 до 3120 млн футов³ (Таблица 9).

Таблица 9 – Экспорт американского СПГ по регионам в 2016 г. и первой половине 2017 г.

Регион	2016, млн футов ³	2016,%	2017 (7мес.) млн футов ³	2017 (7 мес.),%
Ближний Восток и Африка	23935	13,0	55507	15,2
Европа	18721	10,2	49280	13,5
Азия	55439	30,1	111934	30,7
Латинская Америка	86151	46,8	147791	40,6
Итого	184246	100	364440	100

Источник: рассчитано по [208]

Среди новых импортеров американского газа появились такие страны, как Польша (3440 млн футов³), Мальта (867 млн футов³), Нидерланды (3042 млн футов³) и Великобритания (3410 млн футов³), однако пока их объем незначителен. (Таблица 10).

Таблица 10 – Объем и средняя цена импорта американского СПГ в странах Европы в январе-июле 2017 г.

Страны	Порту- галия	Испа- ния	Тур- ция	Италия	Поль- ша	Маль- та	Нидер- ланды	Вели- кобрит ания	В сред- нем
Импорт, млн футов ³	12421	11985	11985	3120	3440	867	3042	3410	5858
Средняя цена долл./МБ ТЕ	6,60	6,72	5,76	4,38	4,26	4,70	6,35	3,87	4,85

Источник: рассчитано по [208]

В 2016 г. средняя цена экспорта американского СПГ на танкерах колебалась в диапазоне от 3,55 долл./МБТЕ в феврале до 5,62 долл./МБТЕ в июле. В 2017 г. наблюдалось устойчивое падение цены с 6,43 долл./МБТЕ в январе до 4,25 долл./МБТЕ в июле [197]. Новые импортеры - Нидерланды, Польша, Мальта и Великобритания покупали газ по цене 6,35; 4,26; 4,70 и 3,87 долл./МБТЕ, соответственно [208].

При среднем объеме поставки 5858 млн футов³ средняя цена составила 4,85 долл./МБТЕ, что несколько больше, чем цены крупных региональных покупателей Китая – 4,40 долл./МБТЕ и Иордания – 4,08 долл./МБТЕ, и значительно меньше,

чем экспортная цена для Барбадоса, закупающего СПГ небольшими партиями 15-20 млн футов³ по цене 10,40 долл./МБТЕ.

По оценкам VYGON Consulting, средняя расчётная конкурентная цена поставки американского СПГ в Европу, например, на рынок Бельгии²⁰, в 2016 г. составляла бы 5,6 долл./МБТЕ, в Китай – 8,6 долл./МБТЕ, в Бразилию – 8 долл./МБТЕ. Оценка доходности поставки сжиженного газа демонстрирует убыточность европейского рынка для поставщиков американского газа (-0,6 долл./МБТЕ) и прибыльность китайского (+2,1 долл./МБТЕ) и бразильского (+2,0 долл./МБТЕ) рынков. На полученных в 2017 г. 51 млрд м³ СПГ, Европа потеряла не менее 2 млрд долл.

В второй половине 2016 - начале 2017 гг. цена в Европе возросла с 4,5 до 6,3 долл./МБТЕ, на что повлияла холодная зима, проблемы с поставками газа из Алжира и высокие цены в европейских хабах. В то же время в ситуации низких цен летом 2017 г. на рынках стран Северо-Западной Европы стала непривлекательной для поставщиков СПГ по сравнению со странами Азии, Ближнего Востока и Латинской Америкой. Это позволило ПАО «Газпром» расширить свою нишу, нарастив экспорт: в январе-июне 2017 г. поставки в Турцию увеличились на 22%, в Венгрию - на 26,6%, в Сербию - на 47,9%, в Болгарию - на 12,6%, в Грецию - на 10%. В целом экспорт в Европу вырос до 102,9 млрд м³, или на 12,3%.

По данным заместителя председателя правления ПАО «Газпром» А.И. Медведева, средняя цена экспорта в ЕС в 2016 г. составила 167 долл./тыс. м³ (176 долл., согласно справочным данным), или 4,8 долл./МБТЕ, что ниже уровня цен в европейских хабах [21]. По другим источникам, цена российского контрактного газа, поставленного на немецкую границу, снизилась до уровня порядка 4 долл./МБТЕ. Так, по словам генерального директора американской компании Cheniere Energy утверждает, что ПАО «Газпром» с целью удержания своей доли на европейском рынке снизил цены на газ по ряду направлений до 150 долл. за тыс. м³ (4,27 долл./МБТЕ) [65].

²⁰ Бельгия выбрана в качестве примера, так как импортирует СПГ, имеет свой хаб и может служить бенчмарком для стран западной Европы, находящихся в зоне интересов «Газпром».

Эксперты ПАО «Газпром» полагают, что американский СПГ имеет большие перспективы в Латинской Америке и неконкурентоспособен по сравнению с российским. Поэтому компания рассчитывает сохранить достигнутый в 2016 г. рекордный объем экспорта в 2017 г. и продавать газ в Европе по цене 180-190 долл./тыс. м³ (5,13-5,41 долл./МБТЕ).

Анализ издержек производства и экспортных цен свидетельствует о том, что, что рентабельность продаж ПАО «Газпром» в 2016 г. существенно снизилась. В 2003 г. и 2007 г. издержки добычи составили 5 долл./тыс. м³ и 15 долл./тыс. м³, соответственно [199], тогда как средние цены импорта Германии составляли 142,5 и 280,53 долл./тыс. м³, соответственно (по данным ВР). По данным ПАО «Газпром» за январь-сентябрь 2016 г., средняя себестоимость производства составляла 1823 руб./тыс. м³ (28,21 долл./тыс. м³, или 0,88 долл./МБТЕ), а экспортная цена 149,7 долл./тыс. м³ (информация ФТС). Таким образом разница между ценой продажи и издержками производства в 2003 г., 2007 г. и 2016 г. составила 137,5, 265,53 и 120 долл./тыс. м³, соответственно.

Дальнейшее снижение цен на североамериканском рынке может произойти после снятия инфраструктурных ограничений в сланцевых провинциях Marcellus и Utica.) [209]. Однако в любом случае условия конкуренции на европейском рынке в ближайшее время кардинально не изменятся. Экспорт американского газа в Польшу по цене 4,26 долл./МБТЕ находится на границе безубыточности. Ведущий аналитик по энергетике агентства Interfax Global Gas Analytics Питер Стюарт полагает, что конкурентный уровень цен в Европе не превысит 4-6 долл./МБТЕ [148].

Слабость американской экспортной стратегии объясняется высокой нестабильностью нефтяного и газового рынков. Примерно половина контрактов на поставки СПГ из США были подписаны пять лет назад в условиях рекордно высоких ценовых дифференциалов (8 долл./МБТЕ между США и Европой и 12 долл./МБТЕ между США и Японией), тогда как в начале 2017 г. дифференциалы по рынкам составили около 2 долл./МБТЕ и 4 долл./МБТЕ.

В условиях низких цен экспортёры американского СПГ могут выбрать одну из четырех возможных стратегий:

- 1) продавать СПГ по демпинговым ценам, то есть с большими убытками;
- 2) продавать газ только на премиальном рынке Азии или Латинской Америки в моменты возникновения ценовой премии, что возможно в период сезонных пиков;
- 3) осуществлять продажу фьючерсных контрактов на бирже ICE и таким образом хеджировать риски финансовых потерь в случае, если продажи по форвардным контрактам окажется выше базы «затраты плюс»;
- 4) вообще отказаться от использования мощностей по сжижению США, неся потери только за счет уплаты стоимости их аренды, что целесообразно при значительно низком уровне цен в Европе менее — 4 долл./МБТЕ.

При текущем уровне цен европейский рынок является низкодоходным для экспортеров американского СПГ. Нижнюю границу приемлемой конкурентной цены можно определить, как 6,3-6,35 долл./МБТЕ, то есть на уровне импортных поставок американского сжиженного газа 2016 г. в Нидерланды и Португалию.

В ближайшие два-три года можно ожидать, что текущий дифференциал между североамериканским и европейским рынком будет сокращаться ввиду того, что цены на будут двигаться в противоположных направлениях: в США — возрастать, так как газ будет утекать на внешние рынки, что объясняет озабоченность Трампа по поводу поддержания национальной добычи углеводородов, в Европе — снижаться в условиях расширения торговли в хабах. В этой ситуации американскому правительству ничего не остается как задабривать европейские страны политическими и экономическими преференциями в других, не связанных с газовой торговлей сферах. ПАО «Газпром» должен выстраивать ценовую стратегию с учетом расширения числа участников краткосрочных сделок и расширения объемов поставок традиционных экспортеров на газовый рынок Европы.

Ценовой ориентир ПАО «Газпром» на уровень (180-190 долл.) в 2017 г. можно признать, как приемлемый и реалистичный [23]. Поставки газа по более

низкой цене (150 долл./тыс. м³) могут еще больше повысить привлекательность российского газа для европейских потребителей и привести к росту российского экспорта. Однако, во-первых, введение новых санкций американским правительством в июле 2017 г. и реализация политических инициатив Д. Трампа по расширению американского присутствия на газовых рынках стран Центральной и Юго-Восточной Европы [50], направленных на частичное вытеснение России с газового рынка, приведут к росту технологических и инфраструктурных издержек при производстве и продаже газа и еще большему падению доходности от экспортной деятельности ПАО «Газпром». Во-вторых, в случае более низкой цены долгосрочных контрактов по сравнению с ценами в хабах европейские потребители в период пикового спроса будут увеличивать дополнительный отбор газа сверх минимальных контрактных обязательств, отказываясь от краткосрочных покупок в хабах, и ПАО «Газпром», выигрывая в реализуемых объемах, будет терять как поставщик в рамках долгосрочных контрактов с нефтяной привязкой и как участник трейдинга на европейских площадках. Поэтому система ценообразования на экспортируемый в Европу природный газ, включая механизм предоставления льгот на дополнительный отбор газа, должна быть не только гибкой, но хорошо продуманной и обоснованной качественными научными средне- и долгосрочными отечественными прогнозами развития энергетического рынка.

В результате реализации мер энергетической и климатической политики к 2025 г. электроэнергетика может выйти в лидеры по потреблению газа в Европе, что будет происходить на фоне снижения использования газа домохозяйствами, коммерческим сектором и промышленностью. В промышленности Европы в период посткризисного восстановления экономики и промышленного роста возможно временное увеличение потребления газа до 5–7% при сохранении долгосрочного тренда на снижение потребления газа в данном секторе.

Выявленное в исследовании снижение зависимости ЕС от внешних поставок энергоресурсов будет происходить за счет расширения использования ВИЭ и снижения общего уровня потребления энергии. В сценариях «Европа-41», разработанных ИНЭИ РАН, уровень спроса и цен на газ в Европе будет зависеть от

ряда ключевых факторов: дополнительных мер в области энергоэффективности и стимулирования ВИЭ, спроса в Азии, уровня производства на Ближнем Востоке и темпов роста европейской и мировой экономики.

После 2020 г. Китай станет крупнейшим импортером российского газа. Прогнозируется как минимум два возможных сценария для России – при сохранении и отказе от долгосрочных контрактов. В первом случае активно развивается спотовый рынок и поставщики стремятся адаптировать свои долгосрочные контракты к рыночным условиям. Цены на нефть к 2025 г. растут до уровня 2014 г. Самая высокая цена реализации газа оказывается в сценариях с максимальной нефтяной привязкой [109].

Велика вероятность ценовых войн на рынке в ближайшее десятилетие, прежде всего в сегменте СПГ, где к 2020 г. США могут стать третьими поставщиком после Австралии и Катара. Большая часть законтрактованного американского газа (33 млрд м³) будет поставляться в Японию, Южную Корею и Индонезию. Сохранение с учетом сохранения ценового дифференциала между европейским и азиатским рынком достаточно широкого диапазона для колебания цен (от 4 до 6, возможно до 8 долл./МБТЕ) и незавершенный процесс либерализации европейского рынка будет поддерживать высокую волатильность газового рынка, что отвечает интересам не только европейских трейдеров, но и интересам ПАО «Газпром». Несмотря на то, что российский монополист в настоящее время не является стабилизирующим производителем (swing producer), имея низкие издержки производства, он может поддерживать уровень цен, способный заставить новых производителей отказаться от вложений новых инвестиций в СПГ инфраструктуру. Затем использовать более гибкие формулы контрактного ценообразования, поддерживая ценовую неопределенность в долгосрочной перспективе.

Одним из самых важных моментов являются подходы к условиям отбора газа сверх минимальных контрактных обязательств. Если на краткосрочном рынке цены будут ниже, то сверх обязательств газ покупать не будет, но если выше, то на дополнительный контрактный газ будет спрос. Таким образом, объемы выше

обязательств «бери или плати» в условиях дефицита сдерживают рост спотовых цен и задают верхнюю границу цены, делая долгосрочные контракты самыми дорогими, независимо от рыночной ситуации. Поэтому для поставщиков целесообразно минимизировать диапазон свободного отбора и не стремиться устанавливать льготные условия закупки по нему.

Вместе с тем необходимо помнить, что для конъюнктуры газового рынка характерна цикличность. После 2022-2023 гг. основные конкуренты России - Норвегия, а затем и Катар снизят поставки газа в Европу. Другим не менее важным фактором является климатическая политика большинства стран мира, приверженных идее создания низкоуглеродной экономики. Выход США из Парижского соглашения по климату в июле 2017 г. может привести к замедлению процесса декарбонизации экономик в странах, лишенных возможности осуществлять финансирование программ, направленных на достижение этой цели, что приведет к более низким темпам развития ВИЭ и сохранения более высокой доли углеводородов в мировом ТЭБ.

В целях оценки риска возникновения конкуренции для российского газа на рынке Европы со стороны поставок СПГ из США была разработана экономическая модель, позволяющая выполнить сценарный прогноз цен на рынках газа европейских государств – основных потребителей российского газа, а также действующих или потенциальных потребителей СПГ. Модель также предусматривает возможность прогнозирования цены на американский СПГ для европейских государств с последующим выявлением отклонений цен в различных сценариях.

Прогноз цен на газ на рынках стран Европы и США выполнен с использованием методов корреляционно-регрессионного анализа, с использованием средств компьютерного моделирования в рамках функционала табличного процессора Microsoft Office Excel. Прогноз сформирован в трех динамических сценариях: низком, среднем и высоком, срок прогнозирования – до 2040 г. Расчеты выполнены с шагом в один год, в текущих ценах, в сопоставимых единицах измерения.

Расчет выполнен для следующих европейских государств: Турция, Финляндия, Греция, Эстония, Швеция, Литва, Польша, Италия, Германия, Нидерланды, Бельгия, Испания, Великобритания, Франция, Ирландия. Данные государства являются основными европейскими фактическими или потенциальными потребителями как трубопроводного газа, так и СПГ (с учетом планов по строительству новых регазификационных терминалов в Европе в срок до 2040 г.)

В основу прогноза положена гипотеза о сохранении высокого уровня корреляции цен на нефть марки Brent и цен на природный газ на европейском и американском рынках, что наблюдалось в период 2015-2017 гг. (Рисунок 14).

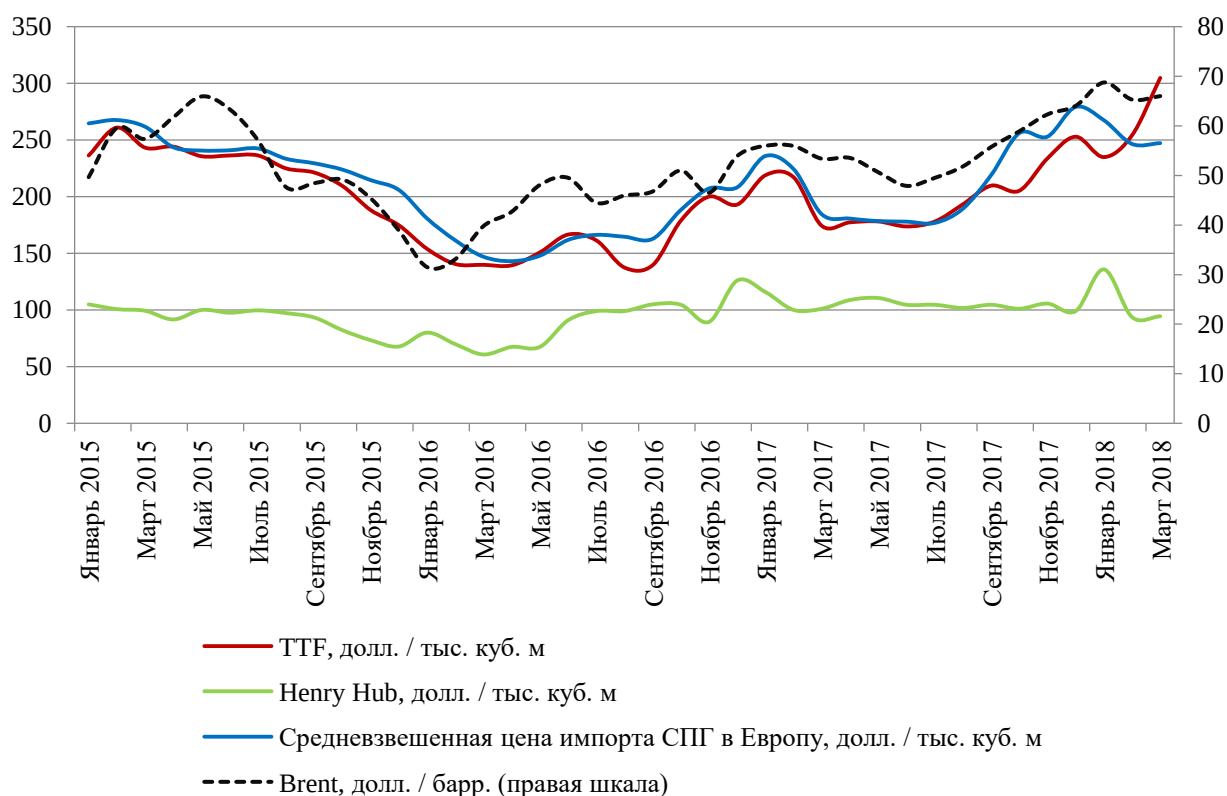


Рисунок 14 – Сопоставление динамики цен на нефть марки Brent и цен на природный газ на рынках США (Генри Хаб) и ЕС (TTF, средневзвешенная цена импорта СПГ)

Источник: составлено автором

В низком сценарии предполагается, что цена на нефть марки Brent к 2040 г. снизится до 30 долл.США / барр., что приведет к соответствующему изменению цен на природный газ на рынке Соединенных Штатов Америки и стран Европы. В среднем сценарии принято, что цена на нефть марки Brent возрастет до

75 долл.США / барр., в высоком – до 120 долл.США / барр. Динамика изменения сценарных условий от текущих фактических значений (по состоянию на 2018 г.) задана степенной функцией с высокой достоверностью аппроксимации R^2 (Рисунок 15).

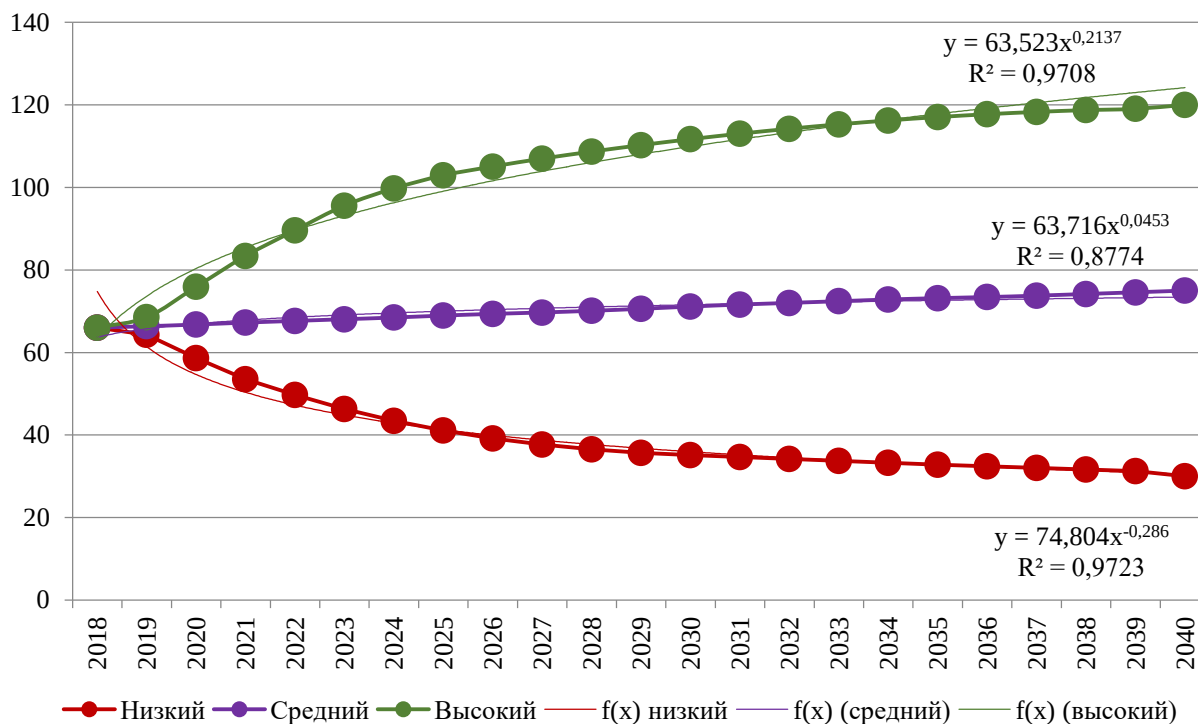


Рисунок 15 – Формирование сценарных условий цены на нефть марки Brent, долл./барр.
Источник: составлено автором

Цена американского СПГ для европейских стран прогнозируется с использованием метода cost+. В рамках созданной модели принято, что:

$$P_{LNG(N)} = P_{HH} + C_{f(N)} + C_r \quad (1)$$

где $P_{LNG(N)}$ – прогнозируемая цена американского СПГ для страны N ;

P_{HH} – прогнозная цена на американском рынке (Генри Хаб), рассчитанная с использованием корреляционно-регрессионной модели;

$C_{f(N)}$ – прогнозная средняя стоимость транспортировки СПГ из США до условного регазификационного терминала страны N , рассчитанная с использованием корреляционно-регрессионной модели;

C_r – затраты на регазификацию СПГ, принятые на уровне актуальных значений с оценкой динамики на прогнозный период.

Основным результатом работы модели является полученная величина отклонения ΔP , которая позволяет сделать вывод о конкурентоспособности американского СПГ на рынках стран Европы:

$$\Delta P = P_{LNG(N)} - P_{(N)} \quad (2)$$

где ΔP – величина отклонения;

$P_{LNG(N)}$ – прогнозная цена американского СПГ для страны N , рассчитанная методом cost+;

$P_{(N)}$ – прогнозная средняя цена газа на рынке страны N , рассчитанная с использованием корреляционно-регрессионной модели;

По итогам выполнения расчетов, диапазон цен на американский СПГ для европейских государств может (в зависимости от сценария) составить (таблица А1, приложение):

- в 2025 г. - 170,7-393 долл. / тыс. куб. м;
- в 2030 г. - 172,5-412,9 долл. / тыс. куб. м;
- в 2035 г. - 170,9-423,4 долл. / тыс. куб. м;
- в 2040 г. - 168,9-430,1 долл. / тыс. куб. м.

При этом прогнозная средняя цена на рынках стран Европы в различных сценариях может составить (Таблица А.2, приложение):

- в 2025 г. - 175,1-356,4 долл. / тыс. куб. м
- в 2030 г. - 170-379,5 долл. / тыс. куб. м
- в 2035 г. - 164,7-393,6 долл. / тыс. куб. м
- в 2040 г. - 158,3-401,4 долл. / тыс. куб. м

В результате отклонения цен в зависимости от сценария могут составить (Таблица А.3, приложение):

- в 2025 г. – -76,6-175,1 долл. / тыс. куб. м;

в 2030 г. – -67,8-188,8 долл. / тыс. куб. м;

в 2035 г. – -66,6-195,7 долл. / тыс. куб. м;

в 2040 г. – -65,3-200,3 долл. / тыс. куб. м

В низком сценарии для большинства стран Европы (кроме Турции, Греции и Литвы) к 2040 г. цена на американский СПГ оказывается ниже, чем средняя прогнозная цена газа на рынке данных стран, что потенциально может свидетельствовать о более высокой ценовой привлекательности американского СПГ в данных условиях. Однако в среднем сценарии американский СПГ в большинстве рассматриваемых стран Европы (кроме Греции, Швеции, Германии и Ирландии) подобной ценовой привлекательностью не обладает. В высоком сценарии во всех рассматриваемых странах цены американский СПГ оказываются значительно выше средних цен на газ на рынке данных стран, что означает полную ценовую неконкурентоспособность американского СПГ на рынках европейских государств в данном сценарии.

Рассмотрим более подробно примеры Германии, Италии и Турции, которые являются одними из крупнейших потребителей газа среди стран Европы по итогам 2017 г и демонстрируют различную динамику прогнозных показателей.

Для Германии в низком сценарии характерны относительно высокие средние цены на газ на внутреннем рынке, что делает американский СПГ достаточно привлекательным по цене на протяжении всего прогнозного периода (Рисунок 16).

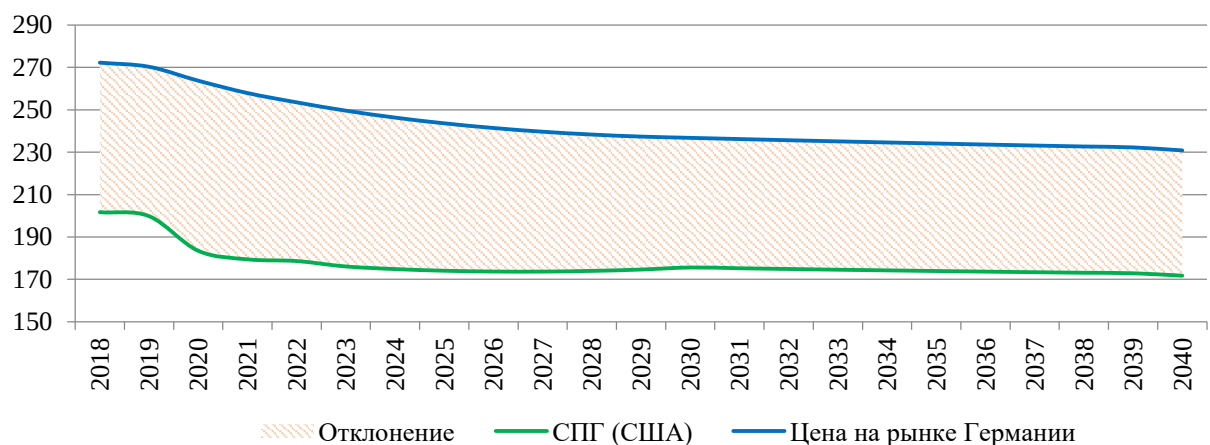


Рисунок 16 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Германии, долл. / тыс. куб. м (низкий сценарий)

Источник: составлено автором

В среднем сценарии разница в ценах между американским СПГ и средней ценой на внутреннем рынке Германии становится менее значительной на протяжении всего прогнозного периода и имеет тенденцию к сокращению (Рисунок 17).

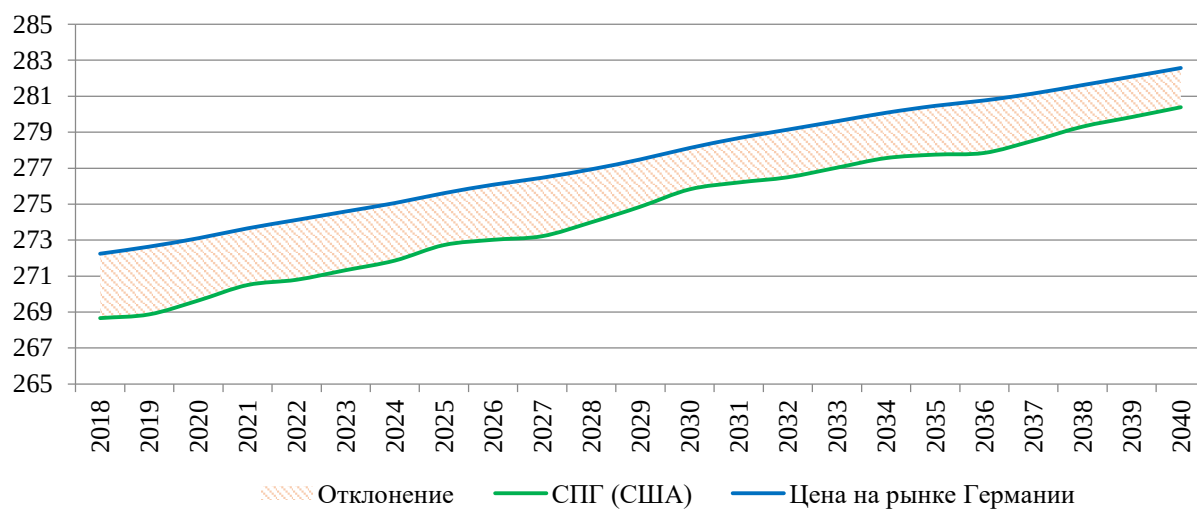


Рисунок 17 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Германии, долл. / тыс. куб. м (средний сценарий)

Источник: составлено автором

В высоком сценарии цены на американский СПГ оказываются значительно выше, чем средняя цена на внутреннем рынке Германии (Рисунок 18).

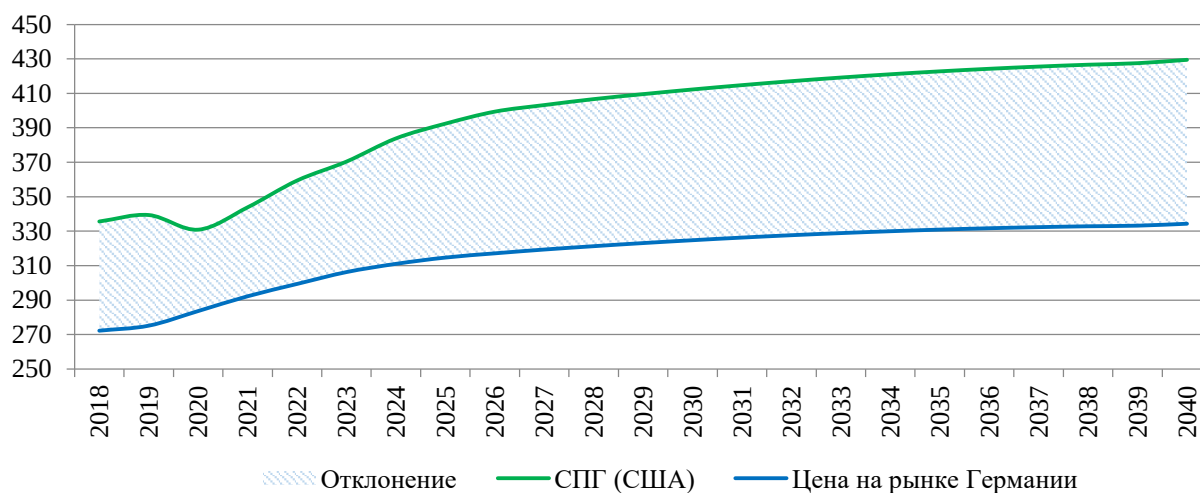


Рисунок 18 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Германии, долл. / тыс. куб. м (высокий сценарий)

Источник: составлено автором

Необходимо отметить, что в настоящее время в Германии отсутствуют регазификационные терминалы СПГ, а планы их строительства не имеют

определенного характера. Учитывая данный факт, можно сделать вывод о том, что угроза конкуренции со стороны американского СПГ на рынке Германии является незначительной.

На рынке Италии наблюдается несколько иная ситуация. В низком сценарии американский СПГ также обладает определенным ценовым преимуществом (Рисунок 19).

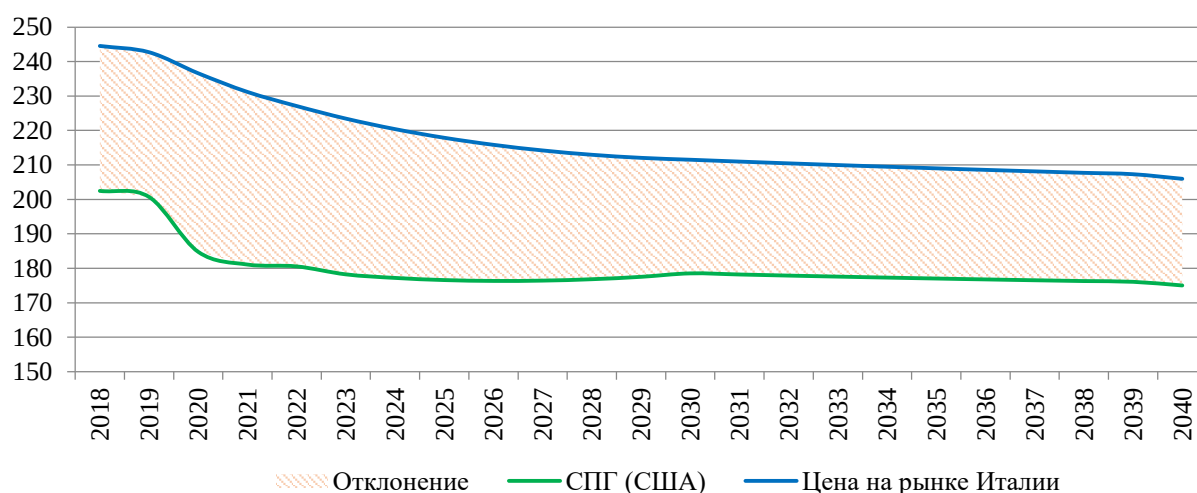


Рисунок 19 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Италии, долл. / тыс. куб. м (низкий сценарий)

Источник: составлено автором

В среднем и высоком сценариях цена на американский СПГ оказывается значительно выше средней цены на рынке Италии, что свидетельствует о его низкой ценовой конкурентоспособности (Рисунки 20, 21).

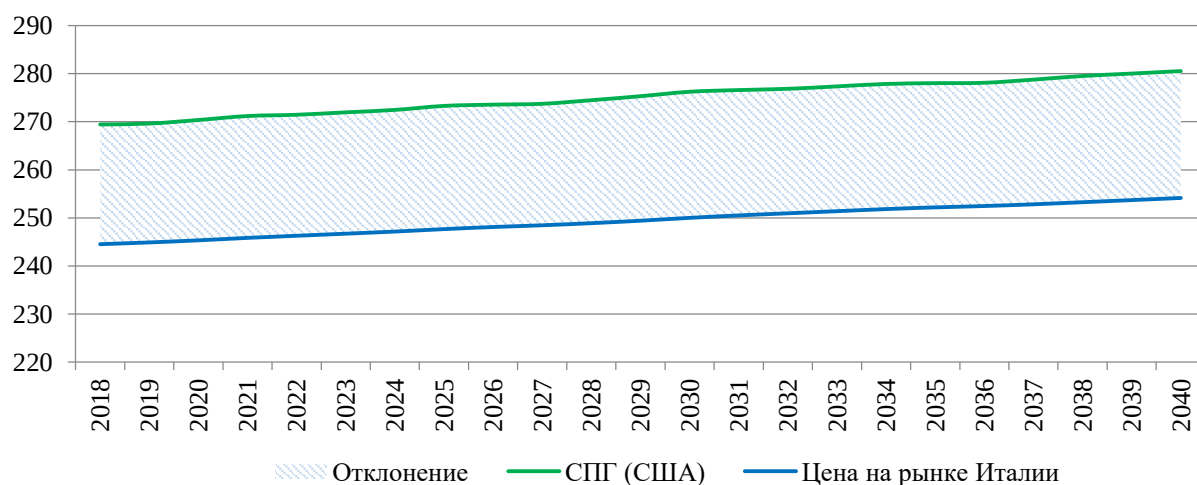


Рисунок 20 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Италии, долл. / тыс. куб. м (средний сценарий)

Источник: составлено автором

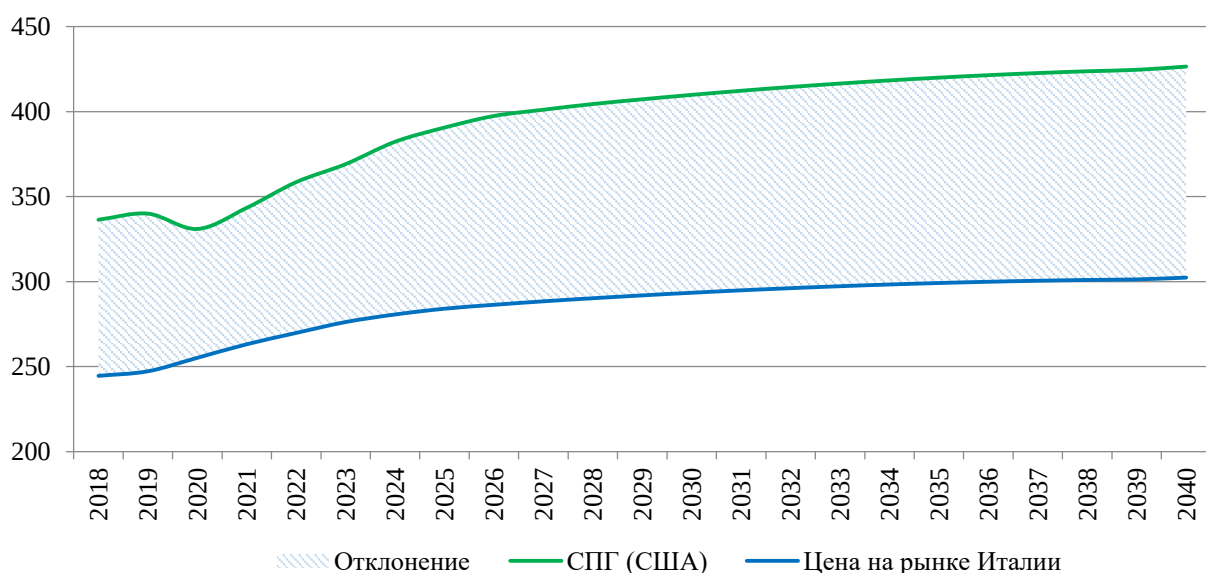


Рисунок 21 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Италии, долл. / тыс. куб. м (высокий сценарий)

Источник: составлено автором

Таким образом, во всех сценариях, кроме низкого, угроза конкуренции со стороны американского СПГ на рынке Италии отсутствует.

Для рынка Турции в низком сценарии ценовое преимущество американского СПГ реализуется только на протяжении 2020-2024 гг., в а долгосрочной перспективе – отсутствует (Рисунок 22).

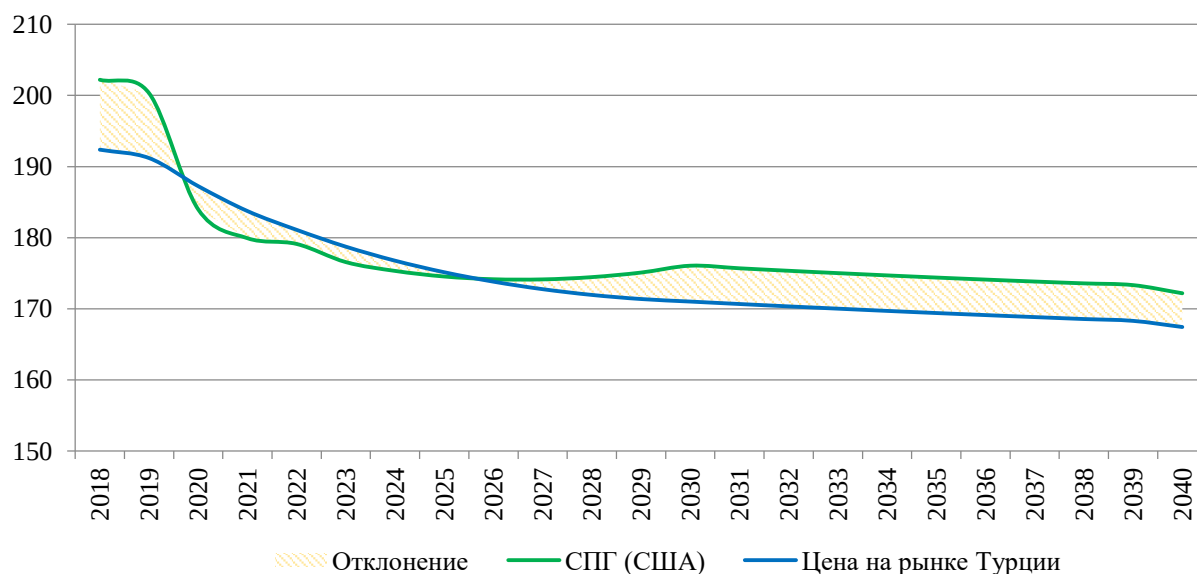


Рисунок 22 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Турции, долл. / тыс. куб. м (низкий сценарий)

Источник: составлено автором

В среднем и высоком сценариях американский СПГ не обладает ценовым преимуществом на протяжении всего прогнозного периода (Рисунки 23-24).

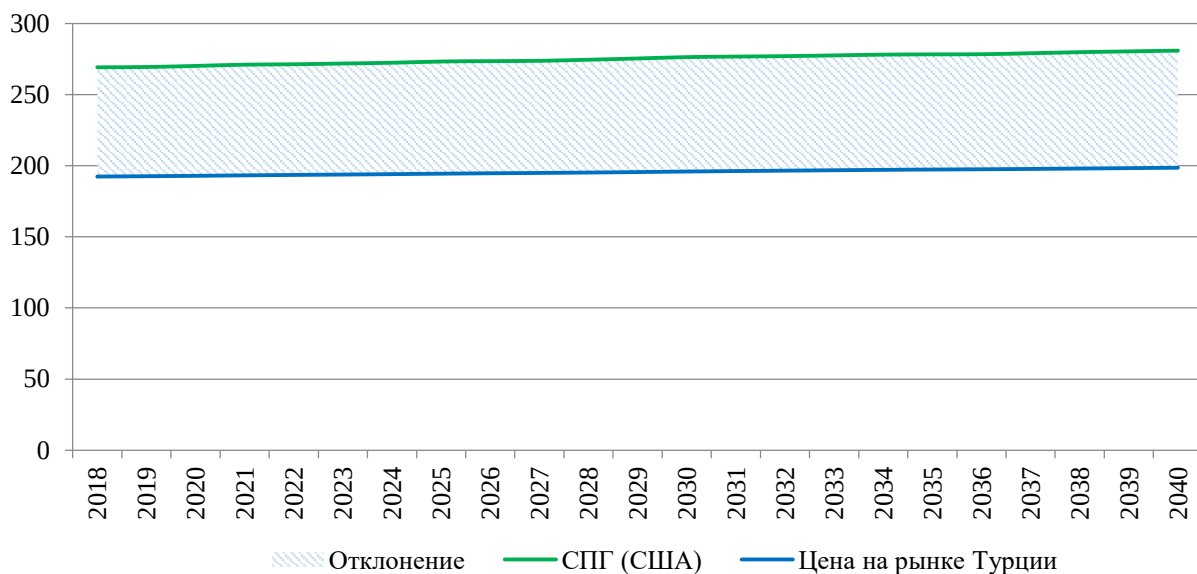


Рисунок 23 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Турции, долл. / тыс. куб. м (средний сценарий)

Источник: составлено автором

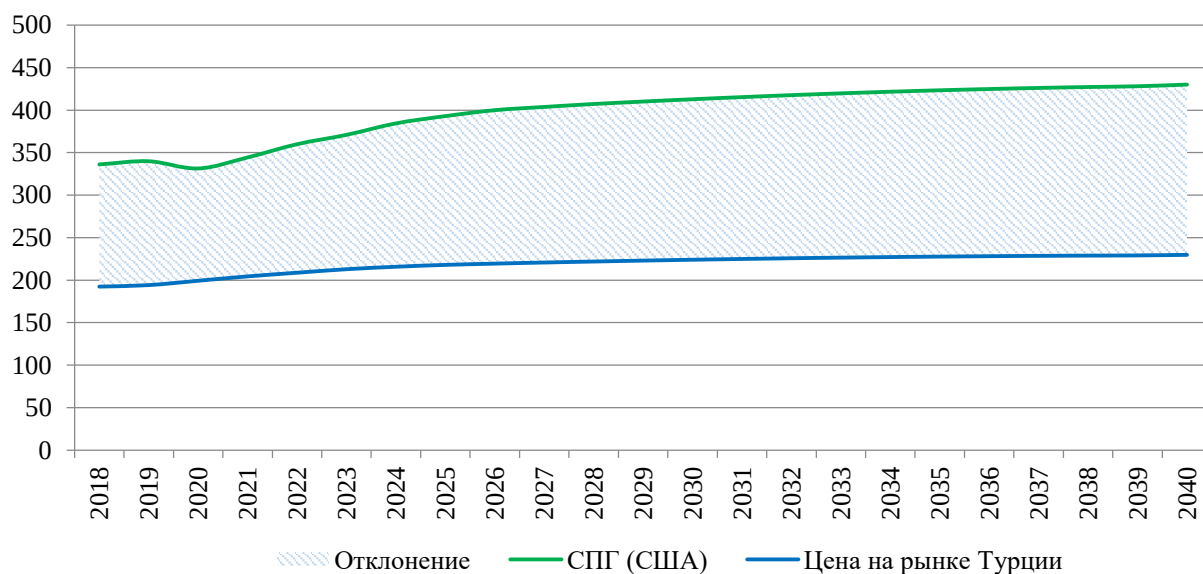


Рисунок 24 – Сопоставление прогнозов цен на американский СПГ и средней цены на рынке Турции, долл. / тыс. куб. м (высокий сценарий)

Источник: составлено автором

Таким образом, угрозу возникновения ощутимой конкуренции со стороны американского СПГ на рынках государств Европы следует считать возможной только в случае реализации сценария низких цен на нефть (30 долл. / барр). В

случае сохранения текущего уровня цен на нефть, либо роста нефтяных котировок в долгосрочной перспективе, осуществление конкурентных объемов поставок СПГ из США в страны Европы следует признать маловероятным ввиду низкой ценовой конкурентоспособности американского СПГ по сравнению с уровнем рыночных цен на газ в странах Европы.

Заключение

В ходе проведенного исследования нами были сделаны следующие выводы.

1. Мировые энергетические рынки на современном этапе проходят структурную трансформацию под воздействием научно-технического прогресса, роста численности населения Земли и урбанизации, перемещения мирового производства в Азию, сохранение политической и экономической неустойчивости Ближнего Востока, неопределенности развития европейской интеграции и других факторов. Согласно проведенному анализу существующих прогнозов ведущих аналитических агентств и энергетических компаний, ископаемые виды топлива сохраняют свое доминирующее положение в глобальном потреблении вплоть до 2040 г., роль газа в мировом энергобалансе будет устойчиво возрастать. Основными тенденциями развития мировых рынков газа в последние годы являются замедление темпов роста добычи, продолжение процесса опережающего роста сегмента СПГ, выход на газовые рынки новых экспортеров (в частности, США), тенденция к вытеснению угля газом на крупнейших рынках (таких как Китай и в перспективе – Индия).

2. Установлено, что акцент в развитии энергетической политики ЕС делается на имплементацию, безопасность энергоснабжения и повышение энергоэффективности, диверсификацию маршрутов и источников энергетических поставок, создание высоколиквидных торговых хабов и т. д. С 1998 г. ЕС ведет активную работу по либерализации своего внутреннего энергетического и газового рынков. В работе доказано, что внедрение некоторых регламентов Третьего энергетического пакета (ТЭП) порождает риски как для ЕС, так и его партнеров. Закрытый характер и субъективизм вывода объектов газотранспортной инфраструктуры из под действия ТЭП, приоритет мелким и средним инфраструктурным проектам, дискриминация в отношении российских газопроводов при принятии решения о выводе из-под ограничений ТЭП и применении требования свободного доступа свидетельствует о несовершенстве

европейского газового законодательства и неэффективном использовании имеющихся мощностей. Устранение этих проблем в ходе введения поправок к регламенту по доступу к новым мощностям осуществляется недостаточно своевременно. Среди других проблем имплементации директив и регламентов ЕС следует отметить их неполное и некорректное внедрение в установленные сроки, политизацию процесса принятия нормативных решений. В работе показано, что текущее несоответствие состояния рынка газа ЕС заявленным ориентирам Целевой газовой модели подтверждается разнотемпным развитием спотовой торговли и незначительной долей продаж газа без ценовой привязки к нефти в большинстве европейских хабов, что в свою очередь обусловлено наличием разнородных факторов инфраструктурного, политического, культурного и организационно-поведенческого характера.

3. Основными факторами, которые будут определять спрос на российский газ в Европе в ближайшей перспективе, выступают низкая ценовая конъюнктура, сокращение собственной добычи, а также климатические факторы. Ключевыми проблемами развития отношений России и Евросоюза в газовой сфере стали расхождения в понимании целей, принципов и инструментов взаимодействия, недостаточность согласованных правовых механизмов регулирования торговли газом, неопределённость будущей роли газа в энергоснабжении ЕС, политизация проблем в газовой сфере, которая углубляется с введением санкций. Однако, как показало исследование, западные санкции пока не оказали существенного влияния на производственные показатели российской газовой отрасли. Кроме того, в целях диверсификации поставок газа на рынки Европы в последнее десятилетие ПАО «Газпром» предпринимал активные действия по разработке новых маршрутов в западном направлении - проекты «Северный поток», «Ямал–Европа», «Ямал–Европа-2», «Голубой поток» (и его возможное расширение), «Турецкий поток», а также проект расширения «Северного потока» («Северный поток 2») и ITGI Poseidon. В связи с этим можно с высокой вероятностью ожидать, что в силу объективных экономических причин текущие и перспективные российские

экспортные мощности в европейском направлении будут использоваться с полной загрузкой.

4. В ходе анализа рисков, оказывающих негативное влияние на реализацию проекта «Северный поток - 2», проведенного на основе авторской модели, было выявлено, что основными рисками являются политические. Реализация данных угроз может привести к увеличению сроков согласования проектной документации и строительства газопровода, однако данный сценарий остается маловероятным ввиду объективного состояния европейского рынка газа, который нуждается в российских поставках. В целях оценки риска возникновения конкуренции для российского газа на рынке Европы со стороны поставок СПГ из США была разработана экономическая модель, позволяющая выполнить сценарный прогноз цен на рынках газа европейских государств – основных потребителей российского газа, а также действующих или потенциальных потребителей СПГ. Модель также предусматривает возможность прогнозирования цены на американский СПГ для европейских государств с последующим выявлением отклонений цен в различных сценариях. В большинстве рассматриваемых сценариев европейский рынок остается низкодоходным для экспортеров американского СПГ. В случае сохранения текущего уровня цен на нефть, либо роста нефтяных котировок в долгосрочной перспективе, осуществление конкурентных объемов поставок СПГ из США в страны Европы следует признать маловероятным ввиду низкой ценовой конкурентоспособности американского СПГ по сравнению с уровнем рыночных цен на газ в странах Европы.

Список литературы

1. Федеральный закон от 18 июля 2006 г. N 117-ФЗ «Об экспорте газа» (с изменениями и дополнениями от: 30 ноября 2013 г.). Система ГАРАНТ. [Электронный ресурс] URL: <http://base.garant.ru/12148416/#ixzz50JW3MНu8> (дата обращения: 19.02.2016).
2. 2030 Energy Strategy. [Электронный ресурс] URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energy-strategy> (дата обращения: 24.11.2017).
3. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions «Energy 2020. A strategy for competitive, sustainable and secure energy». Brussels, 10.11.2010 COM (2010). 639 final.
4. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions «Energy Infrastructure priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network». Brussels. COM (2010). 677/4.
5. EU strategy for liquefied natural gas and gas storage. Communication from the commission to the European Parliament, the council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions. COM(2016). 49/2, Brussels. (дата обращения: 16.02.2016).
6. EU Strategy on Heating and Cooling. EU strategy for liquefied natural gas and gas storage. Communication from the commission to the European Parliament, the council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions. (2016). 51 final. Brussels. 16.2.2016.
7. Europe 2020. A Strategy for Smart, Sustainable and Inclusive Growth. European Commission, Brussels, 3 march 2010. [Электронный ресурс] URL: http://ec.europa.eu/europe2020/index_en.htm (дата обращения: 06.11.2015).

8. Proposal for a Regulation (EU). No 994/2010 of the European Parliament and of the Council of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC.

9. Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on establishing an information exchange mechanism with regard to intergovernmental agreements and non-binding instruments between Member States and third countries in the field of energy and repealing/ Decision No 994/2012/EU. COM(2016). 53/2 2016/0031 (COD). Brussel.

10. Roadmap 2050. [Электронный ресурс] URL: <http://www.roadmap2050.eu/> (дата обращения: 24.09.2017).

11. «Голубой поток» дотянется до Израиля и Италии. // Ведомости. [Электронный ресурс] URL: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2005/11/18/goluboj-potok-dotyanetsya-do-izrailya-i-italii> (дата обращения: 24.04.2016).

12. «НОВАТЭК» форсирует СПГ-проекты. // Нефтянка. [Электронный ресурс] URL: <http://neftianka.ru/novatek-forsiruet-spg-proekty/> (дата обращения: 11.08.2017).

13. Балтийский СПГ. Стратегия. [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/baltic-lng/> (дата обращения: 27.12.2017).

14. Белова, М. А. Американский СПГ на мировых рынках: успех или фиаско / М. А. Белова. // [Электронный ресурс] URL: http://vygon.consulting/upload/iblock/588/vygon_consulting_us_lng_2017.pdf (дата обращения: 18.06.2017).

15. Бордяшов, Е. С. Перспективы реализации новой стратегии развития Европейского Союза – «Европа 2020» / Е. С. Бордяшов // Вестник МГИМО-Университета. – 2012. – № 3 (24). – С. 35-43.

16. Брагинский, О. Б. Нефтехимический комплекс мира / О. Б. Брагинский // – М. : Academia, 2009. — 800 с.

17. Газовая ловушка для Туркмении // Политикус.ру. [Электронный ресурс] URL: <http://politikus.ru/articles/77123-gazovaya-lovushka-dlya-turkmenii.html> (дата обращения: 27.02.2016).

18. Газопровод «Северный поток – 2» последние новости. [Электронный ресурс] URL: <https://mosinf.ru/society/213660gazoprovod-severnyj-potok-2-poslednie-novosti-obnovleno/> (дата обращения: 08.04.2017).
19. Газпром анонсировал новый газопровод по дну Черного моря. // РБК. [Электронный ресурс] URL: <http://www.rbc.ru/economics/24/02/2016/56cde6aa9a7947a674008789> (дата обращения: 20.07.2016).
20. Газпром в цифрах 2012-2016 гг. [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/36/607118/gazprom-in-figures-2012-2016-ru.pdf> (дата обращения: 14.12.2017).
21. Газпром назвал цену на газ для ЕС в 2017 году. // Регнум. [Электронный ресурс] URL: <https://regnum.ru/news/2243351.html> (дата обращения: 06.04.2017).
22. Газпром назвал цену четырех ниток «Турецкого потока». // РИА Новости. [Электронный ресурс] URL: <http://ria.ru/economy/20150810/176383021.htm> (дата обращения: 11.09.2017).
23. Газпром ориентируется на среднюю цену экспорта газа в 2017 году в \$180 за тысячу кубометров. // Финанз.ру. [Электронный ресурс] URL: [http://www.finanz.ru/novosti/aktsii/gazprom-orientiruetsya-na-srednyuyu-cenu-eksporta-gaza-v-2017-godu-v-\\$180-za-tysyachu-kubometrov-1002115318](http://www.finanz.ru/novosti/aktsii/gazprom-orientiruetsya-na-srednyuyu-cenu-eksporta-gaza-v-2017-godu-v-$180-za-tysyachu-kubometrov-1002115318) (дата обращения: 19.11.2017).
24. Газпром отложил ввод третьей линии завода СПГ на Сахалине до 2023-2024 гг. [Электронный ресурс] URL: <https://sakhalin.info/news/129240> (дата обращения: 19.04.2017).
25. Газпром отрывается от Европы. // Газета.ру. [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazeta.ru/business/2015/12/11/7955831.shtml> (дата обращения: 18.11.2016).
26. Газпром Собирается изменить условия поставки газа для стран Европы. [Электронный ресурс] URL: <https://newsone.ua/ru/gazprom-sobiraetsya-izmenit-usloviya-postavki-gaza-dlya-stran-evropy/> (дата обращения: 23.04.2017).

27. Газпрому придется воевать за Европу. // Ведомости. [Электронный ресурс] URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/08/22/730424-gazpromu-bridetsya-voevat> (дата обращения: 15.09.2017).

28. Гладков, И. С. Внешняя торговля Российской Федерации и санкции: предварительные итоги // Международная жизнь. – 2015. – № 5. – С. 112–130.

29. Грибанов, А. А. Воздействие газопроводов на окружающую среду. / А. А. Грибанов // [Электронный ресурс] URL: http://ggf.bsu.edu.ru/Conferences/Conf_2011/Materials/Gribanov.htm (дата обращения: 14.07.2015).

30. Гривач, А. Что выгоднее «Газпрому»: «Северный поток» vs. Украина / А. Гривач // Слон. [Электронный ресурс] URL: https://slon.ru/economics/severnyy_potok_vs_ukraina-953186.xhtml (дата обращения: 10.07.2016).

31. Грицевич, И. «Зеленая книга» ЕС – новые направления действий / И. Грицевич // Экономическое обозрение. – 2006. – № 4. – С. 36-42.

32. Гудков, И. В. Актуальные правовые вопросы развития конкуренции в энергетической отрасли Европейского Союза / И. В. Гудков // Журнал зарубежного законодательства и сравнительного правоведения. – 2017. – № 2. – С. 114-119.

33. Гудков, И. В. Новая Энергетическая стратегия и Инфраструктурный пакет Европейского Союза. / И. В. Гудков. // [Электронный ресурс] URL: <http://www.alleuropa.mgimo.ru/novaya-energeticheskaya-strategiya-i-infrastrukturniy-paket-evropeyskogo-soiuza> (дата обращения: 15.11.2015).

34. Гудков, И. В. Новые предложения Европейской Комиссии по регулированию отношений в сфере надежности поставок газа и международного энергетического сотрудничества / И. В. Гудков // Вся Европа. [Электронный ресурс] URL: <http://alleuropalux.org/?p=13578> (дата обращения: 22.07.2017).

35. Гудков, И. В. Построение системы глобальной энергетической безопасности: Зеленая книга ЕС об энергетической политике / И. В. Гудков // Нефть, газ и право. – 2006. – № 2. [Электронный ресурс] URL: <http://journal.oilgaslaw.ru/2-2006.shtml> (дата обращения: 14.07.2016).

36. Гудков, И. В. Третий энергетический пакет Европейского союза / И. В. Гудков // Нефть, газ и право. – 2010. – № 3. – С. 58-66.

37. Деденкулов, А. В. Евросоюз: эволюция приоритетов энергетической политики / А. В. Деденкулов // Современная Европа. – 2015. – № 1. – С. 116-125.
38. Дмитриевский, А. Н., Мастепанов А. М., Кротова М. В. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс). / А. Н. Дмитриевский, А. М. Мастепанов, М. В. Кротова // – М, 2013. – 336 с.
39. Дорогая «Сила Сибири» // Газета.ру. [Электронный ресурс] URL: <https://www.gazeta.ru/business/2014/07/09/6107453.shtml> (дата обращения: 25.11.2016).
40. Дынкин А., Телегина Е., Халова Г. Роль Евразийского экономического союза в формировании Большой Евразии / А. Дынкин, Е. Телегина, Г. Халова // Мировая экономика и международные отношения. – 2018. – т. 62. – № 4. – С. 5-24.
41. Еврокомиссия о новой концепции: Это не объявление войны Газпрому. // Нефтегаз. [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/news/view/146349-Evrokomissiya-o-novoy-kontseptsii-Eto-ne-obyavlenie-voyny-Gazpromu> (дата обращения: 24.09.2016).
42. Европа сократила закупку СПГ на фоне роста поставок газа из России. // РБК. URL: <http://www.rbc.ru/economics/09/09/2015/55f050ce9a794701579a59d5> (дата обращения: 14.12.2015).
43. Ежеквартальный отчет ПАО «Газпром» за 2 квартал. – 2017. – С. 35-36. [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazprom.ru/f/posts/57/287721/gazprom-emitent-report-2q-2017.pdf> (дата обращения: 19.10.2017).
44. Еремин, С. Станет ли природный газ товаром мировой биржевой торговли? / С. Еремин // Мировая экономика и международные отношения. – 2016. – т. 60. – № 1. – С. 82–92.
45. ЕС начал строить Трансадриатический газопровод. [Электронный ресурс] URL: <https://www.segodnya.ua/economics/enews/es-nachal-stroit-transadriaticheskiy-gazoprovod-716577.html> (дата обращения: 24.03.2017).
46. Жуков, С. В. Либерализация европейского рынка природного газа: волатильность и конвергенция цен на «газовых хабах». / С. В. Жуков // Мировой рынок природного газа: новейшие тенденции. – М : ИМЭМО РАН. – 2009. – С. 20-27.

47. Зубков: Европейский союз не обойдется без российского газа. // ТАСС. [Электронный ресурс] URL: <http://tass.ru/ekonomika/3240471> (дата обращения: 17.05.2016).
48. Иванов, А. С. Глобальная энергетика на рубеже 2016 г.: борьба за ресурсы, обострение конкуренции / А. С. Иванов, И. Е. Матвеев // Российский внешнеэкономический вестник. – 2016. – № 1. – С. 16-41.
49. Источник сообщил, что ЕП рассмотрит поправки по "Северному потоку-2" // РИА Новости. [Электронный ресурс] URL: <https://ria.ru/economy/20171127/1509679529.html> (дата обращения: 17.12.2017).
50. Итоговая декларация регионального форума «Инициатива трех морей» («Baltic-Adriatic-Black Sea», BABS), Авг. – 2016 Дубровник. См. «Инициатива трех морей» — новый этап антироссийской политики на Балканах? // Международный институт новейших государств. [Электронный ресурс] URL: <http://www.iines.org/node/2236> (дата обращения: 13.09.2017).
51. Кавешников, Н. Ю. Стратегия ЕС в области климата и энергетики / Н. Ю. Кавешников // Современная Европа. – 2015. – № 1 (61). – С.93-103.
52. Как наверстать упущенное // Нефть России. – 2017. – № 7-8. – С. 6.
53. Какой должна быть биржа газа в Украине. [Электронный ресурс] URL: http://economics.lb.ua/state/2016/05/20/335610_kakoy_dolzhna_birzha_gaza_ukraine.html (дата обращения: 21.04.2017).
54. Калмычкова, В. Н. Дерегулирование, приватизация и развитие конкуренции / В. Н. Калмычкова, Н. М. Розанова // Экономический вестник Ростовского государственного университета. – 2004 – т. 2. – № 4. – С. 138-155.
55. Катар. Страновой обзор. Администрация энергетической информации США. [Электронный ресурс] URL: http://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Qatar/qatar.pdf (дата обращения: 08.11.2016).
56. Катона, В. Ресурсы Каспийского региона: Туркменистан, Казахстан, Иран и Россия. / В. Катона. [Электронный ресурс] URL: <http://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/resursy-kaspiyskogo-regiona-turkmenistan-kazakhstan-iran-i-rossiya/> (дата обращения: 05.10.2017).

57. Кистион, В. Кистион: Правительство благодарно Еврокомиссии за помощь в проведении реформы рынка газа. / В. Кистион. // [Электронный ресурс] URL: <http://oilreview.kiev.ua/2017/10/26/kistion-pravitelstvo-blagodarno-evrokomissii-za-pomoshh-v-provedenii-reformy-rynka-gaza/> (дата обращения: 15.11.2017).
58. Китайцы заберут «Силу Сибири» // Газета.ру. [Электронный ресурс] URL: <https://www.gazeta.ru/business/2015/03/19/6605093.shtml> (дата обращения: 25.06.2016).
59. Клейнер, Г. Б. Системная парадигма и системный менеджмент / Г. Б. Клейнер // Российский журнал менеджмента. – 2008. – т. 6. – № 3. – С. 27–50.
60. Колбикова, Е. Американский СПГ: сколько, куда, почему? / Е. Колбикова // Нефть России. – 2017 – № 5-6. – С. 49-52.
61. Конопляник, А. А. Уменьшить риски и неопределенности третьего энергопакета ЕС / А. А. Конопляник // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 7. [Электронный ресурс] URL: http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/articles/503_Umenshit_riski_i_neopredelennosti_Tretego_EnergopaketaES.pdf (дата обращения: 11.05.2016).
62. Кормилкин, Р. А. Влияние политики низкоуглеродной энергетики на газовый рынок Европы / Р. А. Кормилкин, О. С. Смирнова // Синергия Наук. – 2017. – № 10. – С. 207-214.
63. Корсунский, С. Для Украины важно отсрочить строительство как «Северного потока-2», так и второй нитки «Турецкого потока» / С. Корсунский // [Электронный ресурс] URL: https://zn.ua/energy_market/kak-severnyy-potok-stanovitsya-yuzhnyy-266511_.html (дата обращения: 19.11.2017).
64. Кукина, Е. Е. Хозяйственные риски на предприятиях реального сектора экономики: классификация, оценка, система управления / Е. Е. Кукина // Социально-экономические явления и процессы. – 2012. – №8. – С. 98-101.
65. Кутузова, М. Экспортные выражи российского газа / М. Кутузова // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 23/24. – С. 104-107.

66. Кушкина, К. С. Дешевый газ для Китая закончился / К. С. Кушкина // Oil&Gas Jornal Russia. – 2013. – № 8. – С. 30–34.
67. Львов, Д. С., Глазьев С. Ю. Теоретические и прикладные аспекты управления НТП / Д. С. Львов, С. Ю. Глазьев // Экономика и математические методы. – 1986. – № 5. – С. 22–34.
68. Мадера А. Г. Риски и шансы: неопределенность, прогнозирование и оценка. / А. Г. Мадера // - М.: УРСС, 2014. — 448 с.
69. Макаров, А. А., Митрова Т. А., Кулагин В. А. SCANNER: отслеживая энергетические горизонты / А. А. Макаров, Т. А. Митрова, В. А. Кулагин // ТЭК. Стратегии развития. – 2011. – № 1. – С. 71-77.
70. Марков, В. К. Государственное регулирование развития нефтегазового комплекса России: задачи, подходы, методы, сценарии / В. К. Марков // Саратовский государственный социально-экономический университет. – Саратов, 2010. – 100 с.
71. Мастепанов, А. М. ОАО «Газпром» и его деятельность на Востоке России. / А. М. Мастерпанов. – М., 2013. – 84 с.
72. Мастепанов, А. М. Природный газ в долгосрочных прогнозах развития мировой энергетики / А. М. Мастерпанов // Научный журнал Российского газового общества. – 2017. – № 3. – С.7-11.
73. Мастепанов, А. М. Энергетическое сотрудничество в новых геополитических условиях: некоторые оценки и перспективы / А. М. Мастерпанов // Энергетика и геополитика. – 2015. – вып. 1. – С. 13-23. [Электронный ресурс] URL: http://www.energystrategy.ru/press-c/source/Mastepanov_ep1-15.pdf (дата обращения: 11.06.2016).
74. Мельникова, С. И., Геллер Е. И., Митрова Т. А., Кулагин В. А. Газовый рынок ЕС: эпоха реформ / С. И. Мельникова, Е. И. Геллер, Т. А. Митрова, В. А. Кулагин // ИНЭИ РАН-НИУ ВШЭ. – М., 2016. – 99 с. [Электронный ресурс] URL: https://www.eriras.ru/files/gazovyy_rynok_es_-_epokha_reform.pdf (дата обращения: 22.12.2016).
75. Мельникова, С. И., Геллер Е. И. Новая газовая революция? На сей раз – «мокрая». / С. И. Мельникова, Е. И. Геллер. // [Электронный ресурс] URL:

<http://globalaffairs.ru/number/Novaya-gazovaya-revoljuciya-17503> (дата обращения: 12.08.2016).

76. Мельникова, С. И. Третий энергопакет: не копай яму другому... / С. И. Мельникова // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 10. – С. 5-9.

77. Мигалева, Т. Е., Разумнова Л. Л., Пакин А. К. Конкуренция на европейском рынке газа / Т. Е. Мигалева, Л. Л. Разумнова, А. К. Пакин // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2016. – № 12(94). [Электронный ресурс] URL: <http://www.uecs.ru/>, свободный – Загл. с экрана. (дата обращения: 14.12.2016).

78. Мигалева, Т. Е., Пакин А. К. Стратегии России и ЕС на современном этапе в газовой сфере / Т. Е. Мигалева, А. К. Пакин // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2016. – № 11(93). – С. 35-39.

79. Миловидов К. Н., Митрова Т. А., Славинская Л. А., Мельникова С. И. – Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 340 с.

80. Министерство энергетики РФ. [Электронный ресурс] URL: <http://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 26.03.2016).

81. Мировая экономика: прогноз до 2020 года. Ин-т мировой экономики и междунар. отношений РАН / под ред. А. А. Дынкина. – М. : Магистр, 2007. – 429 с.

82. Миронова, И. Ю. Перспективы развития рынка природного газа в АТР: стратегические и институциональные аспекты / И. Ю. Миронова // Уральское востоковедение: междунар. альманах. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та. – 2015. – № 6. – С. 72-85.

83. Митрова, Т. А. Эволюция институциональной структуры газовых рынков / Т. А. Митрова // Известия РАН. Энергетика. – 2004. – № 4 – С. 67-75.

84. МЭА: Мировые инвестиции в энергетический сектор снизились на 12% в 2016 году — до \$1,7 трлн. [Электронный ресурс] URL: <http://oil-gas-energy.com.ua/mea-mirovye-investicii-v-energeticheskij-sektor-snizilis-na-12-v-2016-godu-do-17-trln.html>. (дата обращения: 15.09.2017).

85. Новак заявил, что санкции США не нанесут вреда энергетике РФ. // ТАСС, 27 января. [Электронный ресурс]. URL: <http://tass.ru/ekonomika/4908257>. (дата обращения: 12.06.2018).

86. Операторы ГТС Европы вступились за «Северный поток – 2»: теряют миллиарды. URL: <https://eadaaily.com/ru/news/2017/06/27/operatory-gts-evropy-vstupilis-za-severnuyu-potok-2-teryayut-milliardy> (дата обращения: 11.09.2017).

87. Опубликовано в официальной газете Турции (информация Daily Sabah). [Электронный ресурс] URL: http://www.publics.bg/en/news/17071/Turkey_Ratified_the_ITGI_Gas_Transit_Project.html (дата обращения: 13.11.2017).

88. Орлов, А. И., Пугач О. В. Подходы к общей теории риска / А. И. Орлов, О. В. Пугач // УБС. – 2012. – № 40. – С. 42-50.

89. Орлова, Е. Американский СПГ в Европе. Влияние сланцевой революции США на рынки газа ЕС / Е. Орлова // Oil&Gas Journal Russia. [Электронный ресурс] URL: http://www.fief.ru/img/files/OGJR_6_2017_Orlova.pdf (дата обращения: 04.10.2017).

90. Официальный сайт Газпром. [Электронный ресурс] URL: <http://www.gazprom.ru/press/news> (дата обращения: 15.05.2018).

91. Официальный сайт ЕС. [Электронный ресурс] URL: http://ec.europa.eu/commission/2014-2019/sefcovic/announcements/european-union-energy-policy-state-play-challenges-and-opportunities_en (дата обращения: 17.11.2017).

92. Романова, Т. А. Методология оценки политической эволюции Европейского союза. / Т. А. Романова // Политическая экспертиза: ПОЛИТЭКС. – 2013. – № 2. – С. 80-100.

93. Пакин, А. К. Влияние экономических санкций на энергетику России / А. К. Пакин // Геополитические риски современной мировой экономики: материалы Междун. научно-практической конференции, посвященной 30-летию создания кафедры мировой экономики. 8 дек. 2014 г. – М. : ФБГОУ ВО «РЭУ им. Г. В. Плеханова». – 2015. – С. 278-281.

94. Пакин, А. К. Возможные альтернативы «Южному потоку» / А. К. Пакин // Вестник Российского государственного торгово-экономического университета. – 2014. – № 11 (90). – С. 52-59.
95. Пакин, А. К. Перспективы развития мирового рынка природного газа / А. К. Пакин // Вестник российского экономического университета им. Г. В. Плеханова. – 2016. – № 3(87). – С.147-153.
96. Пакин, А. К. Реализация Третьего энергетического пакета в Европейском союзе / А. К. Пакин // Вестник российского экономического университета им. Г. В. Плеханова. – 2012. – № 6. – С.107-110.
97. Пакин, А. К. Современные тенденции формирования цен на рынке газа / А. К. Пакин // Актуальные вопросы экономики, менеджмента и финансов в современных условиях. // Сб. науч. ст. по итогам междун. научно-практической конференции. № 5. – СПб. : Инновационный центр образования и науки. – 2018. – С. 129-137.
98. Пакин, А. К. Энергетическое сотрудничество: Россия – Болгария / А. К. Пакин // Поиск глобальных идей мирового экономического развития: смена парадигмы: Материалы Междун. научно-практической конференции. Мировая экономика и международная торговля на современном этапе: Межвуз. студенческая конференция. – М. : Экон-информ. – 2014. – С. 201-205.
99. Пакин, А.К. Российский экспорт природного газа и его перспективы / А. К. Пакин // Региональная интеграция на пространстве СНГ. Сб. науч. ст. / под науч. ред. Р. И. Хасбулатова, С. В. Ивановой – М. : ФБГОУ ВО «РЭУ им. Г. В. Плеханова». – 2016. – С. 262-265.
100. Пакин, А. К. Возможные трудности при реализации проекта «Северный поток – 2» / А. К. Пакин // Экономика и менеджмент: от теории к практике, / Сб. науч. тр. по итогам междун. научно-практической конференции. - Ростов н/д. : – 2016. – № 3 - С. 117-127.
101. Пакин, А. К. Сотрудничество России и ЕС в сфере энергетики: Консультативный совет по газу / А. К. Пакин // Сб. науч. тр. преподавателей, аспирантов, студентов. – М. : Буки Веди. – 2012. – С. 66-69.

102. Панкратенко, И. Г. Подводные камни «Турецкого потока». // И. Г. Панкратенко // Газета Столетие. [Электронный ресурс] URL: <http://www.stoletie.ru/> (дата обращения: 13.07.2016).

103. Плакиткин, Ю. А. Ценовые парадигмы инновационно-технологического развития глобальной энергетики и экономики: выводы для России / Ю. А. Плакиткин // Сб. науч. трудов «Россия: тенденции и перспективы развития», М. : ИНИОН РАН, 2013. – ч. 1. - № 8 – С. 301-306.

104. Показатели энергоэффективности: основы формирования политики. OECD/IEA/International Energy Agency, 2014. – 178 с.

105. Польская госкомпания предъявила новые претензии «Газпрому». // РБК. [Электронный ресурс] URL: <http://www.rbc.ru/business/27/04/2017/5901dbc29a79477444fb685f> (дата обращения: 13.09.2017).

106. Польша ушла от Газпрома. [Электронный ресурс] URL: <http://syur.info/polsha-ushla-ot-gazproma.html> (дата обращения: 17.06.2016).

107. Поспелов, В. К. Электроэнергетика и электрификация арабских стран: Монография / В. К. Поспелов // - М. : Финансовая академия при Правительстве РФ, 2004. – 372 с.

108. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А. А. Макарова, Л. М. Григорьева, Т. А. Митровой; ИНЭИ РАН–АЦ при Правительстве РФ. – М., 2016. – 196 с.

109. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. ИНЭИ РАН и Аналитический Центр при Правительстве РФ, 2014 г. [Электронный ресурс] URL: https://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf (дата обращения: 12.11.2017).

110. Проект Poseidon: Европа ведет борьбу за российский газ из «Турецкого потока» // Федеральное агентство новостей мира. [Электронный ресурс] URL: <https://riafan.ru/994927-proekt-poseidon-evropa-vedet-borbu-za-rossiiskii-gaz-iz-tureckogo-potoka> (дата обращения: 02.12.2017).

111. Регламент ЕС № 1/2003 об имплементации правил конкуренции, предусмотренных статьями 101 и 102 Договора о функционировании ЕС (Art. 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU)). – 2 с.

112. РФ должна своевременно занять свою нишу на мировом рынке СПГ. [Электронный ресурс] URL: <http://energynews.ru/5364-rf-dolzha-svoevremennozanyat-svoyu-nishu-na-mirovom-rynke-spg.html> (дата обращения: 24.03.2016).

113. Рыбаков, Д. С. Риски воздействия на окружающую среду и экологические риски при строительстве и эксплуатации газопровода в Карелии. – С. 267-271. / Д. С. Рыбаков. // [Электронный ресурс] URL: http://resources.krc.karelia.ru/krc/doc/publ2009/geology_11_267-271.pdf (дата обращения: 03.07.2016).

114. Сама себе «Газпром»: Украина метит в экспортеры газа. [Электронный ресурс] URL: <http://rusnext.ru/news/1509906309> (дата обращения: 19.11.2017).

115. Сачков, А. В. Экологические противоречия постиндустриального общества в условиях глобализации / А. В. Сачков // Молодежный научно-технический вестник. – 2014. – № 09. Сентябрь – Электронный журнал. [Электронный ресурс] URL: <http://sntbul.bmstu.ru/doc/735806.html> (дата обращения: 19.04.2016).

116. Светлов, Н. М., Размунова Л. Л., Пакин А. К. Исследование долгосрочных тенденций вариации цен на рынке природного газа / Н. М. Светлов, Л. Л. Размунова, А. К. Пакин // Аудит и финансовый анализ. – 2017. – № 5-6. – С. 498-504.

117. Синяк, Ю. В., Бесчинский А. А. Возможная роль российского природного газа в социально-экономическом развитии евразийского пространства в XXI в. / Ю. В. Синяк, А. А. Бесчинский. [Электронный ресурс] URL: <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=2003/6/03/> (дата обращения: 14.07.2014).

118. Симония, Н. А., Торкунов А. В. Влияние геополитических факторов на состояние международных энергетических рынков (на примере США). / Н. А. Симония, А. В. Торкунов // Полис. Политические исследования. – 2016. – № 2. – С. 38-48.

119. Слесарева, Д. В. Европейская политика диверсификации поставок природного газа (на примере Литвы) и последствия для российского экспорта газа / Д. В. Слесарева // Проблемы прогнозирования. – 2017. – 2 (161). – С. 141-151.

120. СМИ: Азиатский спрос на газ может уменьшиться // Информационно-аналитическое агентство «Восток России». [Электронный ресурс] URL: <http://www.eastrussia.ru/news/smi-aziatskiy-spros-na-gaz-mozhet-umenshitsya/> (дата обращения: 02.08.2016).

121. Сорокин, В. П. Энергетический союз ЕС: регуляторные аспекты. / В. П. Сорокин // Экологический вестник. – 2015. – № 6. – С. 7-12.

122. Спартак А. Н., Лихачев Е. А. Долговременные тренды и новые явления в международной торговле. / А. Н. Спартак, Е. А. Лихачев // Российский внешнеэкономический вестник. – 2018. – № 2. – С. 7-24.

123. Средняя цена на газ в Европе во 2-м квартале 2017 г снизилась на 17%, но осталась выше, чем минимум 2016 г. // Нефтегаз. [Электронный ресурс] URL: <http://neftegaz.ru/news/view/163575-Srednyaya-tsena-na-gaz-v-Evrope-vo-2-m-kvartale-2017-g-snizilas-na-17-no-ostalas-vyshe-chem-minimum-2016-g> (дата обращения: 26.09.2017).

124. Ставка «Газпром» на Азию может не оправдаться. // Ведомости. [Электронный ресурс] URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/10/01/610989-stavka-gazproma-aziyu-mozhet-ne-opravdatsya> (дата обращения: 14.03.2017).

125. Строков, А., Парамонов В. Европейское присутствие в топливно-энергетическом комплексе Туркменистана: общие направления, перспективы, риски и рекомендации / А. Строков, В. Парамонов // Центральная Евразия. [Электронный ресурс] URL: <http://www.ceasia.ru/energetika/evropeyskoe-prisutstvie-v-toplivno-energeticheskom-komplekse-turkmenistana-obshchie-napravleniya-perspektivi-riski-i-rekomendatsii.html> (дата обращения: 16.04.2016).

126. Суд ЕС снял обеспечительные меры по иску Польши по газопроводу OPAL // ТАСС. [Электронный ресурс] URL: <http://tass.ru/ekonomika/4432046> (дата обращения: 28.08.2017).

127. Телегина, Е.А. Новое измерение глобальной энергетической безопасности / Е. А. Телегина // Мировая экономика и международные отношения. – 2015. – т. 59. – № 11. - С.5-16.

128. Телегина Е.А., Халова Г. О. Энергетическая безопасность и энергетическая интеграция в Центральной Азии / Е. А. Телегина, Г. О. Халова // Энергетическая политика. – 2017 – № 1. – С. 38-46.

129. Телегина Е.А., Халова Г.О., Перспективы энергетического сотрудничества ЕАЭС со странами северо-восточной Азии / Е. А. Телегина, Г. О. Халова // Мировая экономика и международные отношения. – 2017. – т. 61. – № 4. – С. 50-59.

130. Туркмения хочет поставлять газ в Европу по трубам «Газпром». // Ведомости. [Электронный ресурс] URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/11/03/740554-turkmeniya-hochet> (дата обращения: 11.04.2017).

131. Увеличив экспорт, Россия в 2016 г значительно сократила доходы от продажи нефти и газа. // Нефтегаз. [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/news/view/158071-Uvelichiv-eksport-Rossiya-v-2016-g-znachitelno-sokratila-dohody-ot-prodazhi-nefti-i-gaza> (дата обращения: 16.04.2017).

132. Укртрансгаз начнет тесты газопровода-интерконнектора Украина-Венгрия с 1 июля 2015 г. // Нефтегаз. [Электронный ресурс] URL: <http://neftegaz.ru/news/view/138934-Ukrtransgaz-nachnet-testy-gazoprovoda-interkonnektora-Ukraina-Vengriya-s-1-iyulya-2015-g> (дата обращения: 04.12.2016).

133. Фортов, В. Е., Макаров А. А. Тенденции развития мировой энергетики и энергетическая стратегия России / В. Е. Фортов, А. А. Макаров // Энергорынок. – 2004. – № 7. URL: <http://www.e-m.ru/er/2004-07/22548/> (дата обращения: 28.05.2016).

134. Фролов, В. Е. «Мертвые» украинские трубы вынуждают Россию реанимировать «Южный поток» / В. Е. Фролов // [Электронный ресурс] URL: <https://riafan.ru/505083-frolov-mertvye-ukrainskie-truby-vynuzhdayut-rossiyu-reanimirovat-yuzhnyi-potok> (дата обращения: 14.04.2016).

135. Фуфаев, В. В. Оптимизация Н-распределения по интервальным моделям целевых функций / В. В. Фуфаев // Техничко-экономические проблемы оптимизации режимов электропотребления промышленных предприятий. – Челябинск : Изд-во Челяб. гос. ун-та. – 1991. – С. 31–32.

136. Хайтун, А. Д. Новые реалии европейского рынка / А. Д. Хайтун // Современная Европа. – 2016. – № 1. – С. 95-106.

137. Халова, Г. О. Тенденция развития возобновляемых источников энергии в мире / Г. О. Халова, С. Г. Йорданов // Инновации и инвестиции. – 2016. – № 1. – С. 103-107.

138. Халова, Г. О. Энергетические проекты нефтегазодобывающих государств ЦАР: вызовы для России / Г. О. Халова, Н. И. Иллерицкий // Перестройка мировых энергетических рынков: возможности и вызовы для России. – М. – 2015. – С. 121-130.

139. Хасбулатов, Р. И. Прорыв к европейскому миру, безопасности и сотрудничеству. Несбывшиеся надежды / Р. И. Хасбулатов // Международная жизнь. – 2015. – № 11. [Электронный ресурс] URL: <https://interaffairs.ru/jauthor/material/1407> (дата обращения: 30.09.2016).

140. Хасбулатов, Р. И. Новый шанс на фоне упущенных возможностей. / Р. И. Хасбулатов. [Электронный ресурс] URL: <http://www.rea.ru/ru/org/cathedries/mireckaf/Pages/%D0%9F> (дата обращения: 24.08.2016).

141. Циренщиков, В. С. Прогнозирование в инновационном развитии ЕС / В. С. Циренщиков // Современная Европа». – 2016. – № 5 (71). – С. 23-33.

142. Чижов, В. Новые антироссийские санкции США европейцам не нравятся. / В. Чижов // РИА Новости. [Электронный ресурс] URL: <https://ria.ru/interview/20170804/1499745468.html> (дата обращения: 05.09.2017).

143. Шмелёв, Н. П., Федоров В. П. Евросоюз – Россия: мера сотрудничества / Н. П. Шмелёв, В. П. Федоров // – М.: Ин-т Европы РАН: Рус. сувенир, Доклады Института Европы, 2012. – № 275. – 54 с.

144. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А. А. Макарова, Л. М. Григорьева, Т. А. Митровой. – М. : ИНЭИ РАН-АЦ при Правительстве РФ, 2015. – 400 с.

145. Эксперт – о возможностях России на мировом рынке СПГ / Нефть России. [Электронный ресурс] URL: <http://www.oilru.com/news/401828> (дата обращения: 29.05.2016).

146. Эксперты: сланцевая революция в США может дестабилизировать рынок // РИА Новости. [Электронный ресурс] URL: <https://ria.ru/economy/20170321/1490450249.html> 21.03.2017 (дата обращения: 11.09.2017).

147. Экспорт газа в Мексику для США пока важнее поставок СПГ в Европу. [Электронный ресурс] URL: http://proekt-gaz.ru/news/ehksport_gaza_v_meksiku_dlja_ssha_poka_vazhnee_postavok_spg_v_evropu/2016-05-01-3616 (дата обращения: 14.09.2016).

148. Экспорт СПГ из США в 2016 году и прогноз на будущее. // Нефтянка. [Электронный ресурс] URL: <http://neftianka.ru/eksport-spg-iz-ssha-v-2016-godu-i-prognoz-na-budushhee/> (дата обращения: 17.02.2017).

149. Энергетика и геополитика / под ред. В. В. Костюка, А. А. Макарова. – М. : Наука, 2011. – 396 с.

150. Эстония догоняет «Северный поток — 2» // Нефть России. [Электронный ресурс] URL: <http://www.oilru.com/news/486445/> (дата обращения: 29.05.2016).

151. Яценюк назвал успехом достижение Киевом газовой независимости от РФ // РИА Новости. [Электронный ресурс] URL: <https://ria.ru/world/20160212/1373167407.html> (дата обращения: 14.09.2016).

152. ACER-ENTSOG Report on the early implementation of the Balancing Network Code (BAL NC). October 2014. Annex III, - P. 53.

153. Adapted from IEA (2017e), Energy Efficiency Indicators (database), www.iea.org/statistics/topics/energyefficiency/; IEA (2017a), World Energy Statistics and Balances 2017 (database), www.iea.org/statistics; and ENTSOG (2017), Ten-Year Network Development Plan 2017: Main Report. – 288 p.

154. Alterman, S., 2012. Natural gas price volatility in the UK and North America. OIES, NG 60, 50 p. [Электронный ресурс] URL: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/02/NG_60.pdf. (дата обращения: 17.03.2017)

155. Arthur, B. Positive Feedbacks in the Economy / B. Arthur // Scientific American. – 1990. – Vol. 262. – № 5. – P. 92–99.

156. Boon von Ochsée T. The Dynamics of Natural Gas Supply Coordination in a New World. / Boon von Ochsée T. // The Hague: Clingendael International Energy Programme, 2010. - 68 p.

157. BP Energy Outlook 2017. [Электронный ресурс] URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf> - p. 4. (дата обращения: 12.11.2017).

158. BP Statistical Review of World Energy June 2017. [Электронный ресурс] URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 09.10.2017).

159. Bros, T. European gas supply: on the verge of being mostly spot-indexed. Oxford Energy Forum. – 2013. – № 10 (89). – P. 3-4.

160. Buchan, D. Energy and climate targets for 2030: Europe takes its foot off the pedal. / D. Buchan, M.Keay, D.Robinson // Oxford. October 2014. – 6 p.

161. Buchan, D. EU energy policy — 4th time lucky? / D. Buchan, M. Keay // Oxford Institute for Energy Studies, December 2016. – 9 p.

162. Bucharest Energy Forum, 25th June 2015. [Электронный ресурс] URL: <http://www.bucharestforum.ro/events/energy/bucharest-forum-energy-2015>. (дата обращения: 12.06.2016).

163. CEER «Draft Vision for a European Gas Target Model». [Электронный ресурс] URL: https://www.ceer.eu/eer_consult/closed_public_consultations/gas/gas_target_model (дата обращения: 29.08.2017).

164. Centrica объявила о планах прекратить хранение газа в единственном долгосрочном газохранилище Великобритании Rough. // Энерджи нефть и газ. [Электронный ресурс] URL: <http://oil-gas-energy.com.ua/centrica-obyavila-o-planax-prekratit-xranenie-gaza-v-edinstvennom-dolgosrochnom-gazoxranilishhe-velikobritanii-rough.html> (дата обращения: 03.09.2017).

165. Climate change and energy sustainability in «Europe 2020». [Электронный ресурс] URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/Europe_2020_indicators_-_climate_change_and_energy (дата обращения: 12.09.2017).

166. CNPC: Россия сможет ежегодно поставлять в Китай 100 млрд кубометров газа. // Ведомости. – 2015. - № 11. [Электронный ресурс] URL:<https://www.vedomosti.ru/business/news/2015/09/30/610822-rossiya-kitai-gaza> (дата обращения: 26.09.2016).

167. Country rankings 2016. [Электронный ресурс] URL: <https://trilemma.worldenergy.org> (дата обращения: 15.06.2017).

168. Davies, P. The New Challenge of Natural Gas / P. Davies // OPEC and the Global Energy Balance: Towards a Sustainable Future: Conference 28 September 2001 Vienna, 2001. – P. 23-28.

169. EC Communication to the European Parliament, 13th October 2014 (COM (2014). 634 final): «Progress towards completing the Internal Energy Market». [Электронный ресурс] URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_iem_communication_0.pdf 229 Introduction, p. 2. (дата обращения: 13.10.2017).

170. Energy Efficiency and its contribution to energy security and the 2030 Framework for climate and energy policy. Communication. COM (2014). 23.7.2014. – 520 p.

171. ENTSOG (2017), Ten-Year Network Development Plan 2017: Main Report.

172. Equity and the energy trilemma Delivering sustainable energy access in low – income communities. International Institute for Environment and Development (UK). [Электронный ресурс] URL: <http://pubs.iied.org/pdfs/16046IIED.pdf> (дата обращения: 26.09.2019).

173. Estrada, J. Price Elasticities of Natural Gas Demand in France and West Germany / J. Estrada, O. Fugleberg // The Energy Journal, International Association for Energy Economics. – 1989. – Vol. 10(3).

174. EU imports of energy products – recent developments. October 2017. [Электронный ресурс] URL: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/EU_imports_of_energy_products_-_recent_developments#Main_suppliers_of_natural_gas_and_petroleum_oils_to_the_EU (дата обращения: 12.11.2017).

175. Except from energy balances of OECD countries (2015 edition)/ C. vii. IEA. [Электронный ресурс] URL: <https://www.iea.org/publications/> (дата обращения: 14.07.2016).

176. GIIGNL Annual Industry Reports (2006-2012). International Group of Liquefied. (дата обращения: 29.11.2016).

177. H.R.3364 – Countering America's Adversaries Through Sanctions Act. [Электронный ресурс] URL: <https://www.congress.gov/bill/115th-congress/house-bill/3364/text#toc-HF881C924248D48AC84B172F50F13A34E.Dkflbckfd> (дата обращения: 08.09.2017).

178. Heather, P. European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. – May 2017. / P. Heather, B. Petrovich // Review of Gas Hub Assessment, 2016. – P. 13.

179. Heather, P. The evolution of European traded gas hubs. / P. Heather // OIES PAPER: NG – 104 p.

180. Heather, C. European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. / C. Heather, B. Petrovich // OIES. May 2017. – 29 p. [Электронный ресурс] URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/European-traded-gas-hubs-an-updated-analysis-on-liquidity-maturity-and-barriers-to-market-integration-OIES-Energy-Insight.pdf> (дата обращения: 19.06.2017).

181. Henderson, J. Energy Relations between Russia and China: Playing Chess with the Dragon / J. Henderson, T. Mitrova // OIES PAPER: WPM 67 August 2016. 88p. Available at: [Электронный ресурс] URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/08/Energy-Relations-between-Russia-and-China-Playing-Chess-with-the-Dragon-WPM-67.pdf> (дата обращения: 15.07.2016).

182. Honore, A. The Italian gas market: challenges and opportunities/ The Oxford Institute of Energy Studies. June 2013. P.37. [Электронный ресурс] URL: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/06/NG-76.pdf> (дата обращения: 17.02.2017).

183. Hungary seeks to restore domestic ownership of major enterprises // Budapest Telegraph. [Электронный ресурс] URL: http://www.budapesttelegraph.com/news/819/hungary_seeks_to_restore_domestic_ownership_of_major_enterprises (дата обращения: 12.10.2016).

184. I was elected to represent the citizens of Pittsburgh, not Paris': Trump to pull out of Paris climate agreement, Pittsburgh Post-Gazette. [Электронный ресурс] URL: <https://iotwreport.com/> (дата обращения: 21.10.2017).

185. Ian Lerche and James A. MacKay. Economic Risk in Hydrocarbon Exploration. / Lerche Ian, A. James // Academic Press. – 1999. – P. 187-209.

186. Ian Lerche and James A. MacKay. Economic Risk in Hydrocarbon Exploration. / Lerche Ian, A. James // Academic Press. – 1999. – P. 31-53.

187. IGU Wholesale Gas Price Survey 2017 Edition. - 62 p.

188. IGU World LNG Report — 2017 Edition. - 100 p.

189. International Energy Outlook 2017 U.S. Energy Information Administration. [Электронный ресурс] URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/> (дата обращения: 21.11.2017).

190. James Lam. Risk Management. Managing Risk Across the Enterprise: Challenges and Benefits, Academic Press. – 2006. – P. 3-19.

191. Key world energy statistics, 2015, International Energy Agency, IEA. [Электронный ресурс] URL: https://www.iea.org/publications/KeyWorld_Statistics_2015.pdf (дата обращения: 24.12.2015).

192. Knight, F. H. Risk, Uncertainty and Profit, Chicago: Houghton Mifflin Company, 1921. – 455 p.

193. Natural gas net imports in 2015 at lowest level since 1986. [Электронный ресурс] URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=26032> (дата обращения: 17.09.2016).

194. Oliver Wyman InsurTech. [Электронный ресурс] URL: <http://insurtech.oliverwyman.com/about/> (дата обращения: 15.11.2017).

195. Pindyck, R. S. Interfuel Substitution and the Industrial Demand for Energy: An International Comparison / R. S. Pindyck // The Review of Economics and Statistics. – 1979. – Vol. 61. – № 2.

196. Platts. [Электронный ресурс] URL: <https://www.platts.ru/price-assessments/natural-gas/uk-nbp> (дата обращения: 11.10.2017).

197. Price of Liquefied U.S. Natural Gas Exports by Vessel. [Электронный ресурс] URL: https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm_epg0_eve_nus-z00_dmcfm.htm (дата обращения: 21.12.2017).

198. Rogers, H. The Forthcoming LNG Supply Wave: A Case of ‘Crying Wolf’? / H. Rogers // Energy Insight. – № 4. – P. 8-11.

199. Russian Gas Insight. [Электронный ресурс] URL: <https://eegas.com/images/archive/EEGA-RGI-2017-01-21-Production-cost-Q3-2016.pdf> (дата обращения: 17.12.2017).

200. Sefcovic, M. Nord Stream is Not in Conformity with the Energy Union’s Goals. / M. Sefcovic // Euractiv. [Электронный ресурс] URL: <https://www.euractiv.com/section/europe-s-east/interview/sefcovic-nord-streamisnotin-conformity-with-the-energy-union-s-goals> (дата обращения: 09.08.2016).

201. Simona-Valeria, Toma, Mioara Chiriță, Daniela Șarpe. Risk and Uncertainty / Toma Simona-Valeria, Chiriță Mioara // Procedia Economics and Finance. – 2012. – Vol. 3. – P. 975-980.

202. Stern, J. The Dynamics of a liberalised European Gas Market : Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players. / J. Stern, H. Rogers // Oxford Institute For Energy Studies. OIES Paper no. NG94. – P. 39-49.

203. Stern, J. The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players. / J. Stern, H. Rogers // OIES PAPER: NG 94. - С. 48. [Электронный ресурс] URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/12/NG-94.pdf> (дата обращения: 15.08.2016).

204. Terje, Aven. Risk assessment and risk management: Review of recent advances on their foundation // European Journal of Operational Research. – 2016. – Vol. 253, Issue 1. – P. 1-13.
205. U.S. Energy Information Administration based on Bloomberg data. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=850> (дата обращения: 06.12.2017).
206. U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook. [Электронный ресурс] URL: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm (дата обращения: 16.09.2017).
207. U.S. Energy Information Administration. [Электронный ресурс] URL: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9130us3M.htm> (дата обращения: 15.11.2017).
208. U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country. [Электронный ресурс] URL: https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_MOVE_EXPC_S1_M.htm (дата обращения: 06.01.2018).
209. Wood Mackenzie says up to 50% of US LNG is at risk of shut-in over the next five years.' LNG Industry. [Электронный ресурс] URL: <http://www.lngindustry.com> (дата обращения: 15.09.2017).
210. World Energy Council, 2016, Energy Efficiency: A straight path towards energy sustainability. [Электронный ресурс] URL: <https://www.worldenergy.org/publications/2016/energy-efficiency-a-straight-path-towards-energy-sustainability/> (дата обращения: 12.04.2017).
211. World Energy Outlook. International Energy Agency 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017. [Электронный ресурс] URL: <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook> (дата обращения: 25.11.2017).
212. World Energy Trilemma 2016. World Energy Council. [Электронный ресурс] URL: https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/05/World-Energy-Trilemma_full-report_2016_web.pdf (дата обращения: 15.03.2017).
213. Yafimava, K. The OPAL Exemption Decision: past, present, and future / K. Yafimava // OIES PAPER. – NG 117. – P. 29-30.

Приложение А - Таблицы к расчетам
(обязательное)

Таблица А.1 - Прогноз цен на американский СПГ для стран Европы,
долл. / тыс. куб. м

Страна	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Низкий сценарий							
Турция	202,2	200,3	184,0	174,5	176,1	174,4	172,2
Финляндия	197,5	195,8	180,2	172,9	175,2	173,8	171,9
Греция	201,2	199,3	183,0	173,8	175,3	173,7	171,5
Эстония	196,3	194,6	179,1	171,9	174,2	172,9	171,1
Швеция	197,2	195,4	179,3	170,7	172,5	170,9	168,9
Литва	195,0	193,4	177,8	171,0	173,3	172,0	170,2
Польша	195,0	193,4	177,8	171,0	173,3	172,0	170,2
Италия	202,5	200,7	184,8	176,6	178,5	177,0	175,0
Германия	201,7	199,8	183,5	174,1	175,6	173,9	171,7
Нидерланды	201,0	199,1	182,8	173,6	175,1	173,5	171,3
Бельгия	201,0	199,1	182,8	173,6	175,1	173,5	171,3
Испания	202,1	200,2	183,9	174,4	175,9	174,2	172,0
Великобритания	200,5	198,7	182,4	173,2	174,9	173,2	171,1
Франция	200,1	198,2	182,0	172,8	174,5	172,8	170,7
Ирландия	196,4	194,8	179,6	173,5	176,1	174,9	173,2
Средний сценарий							
Турция	269,2	269,4	270,1	273,2	276,3	278,3	280,9
Финляндия	264,4	264,6	265,3	268,1	271,0	272,7	275,1
Греция	268,1	268,3	269,1	272,2	275,2	277,2	279,8
Эстония	263,3	263,4	264,1	266,9	269,8	271,4	273,8
Швеция	264,2	264,4	265,1	268,1	271,1	272,9	275,5
Литва	262,0	262,1	262,8	265,6	268,4	270,0	272,4
Польша	262,0	262,1	262,8	265,6	268,4	270,0	272,4
Италия	269,4	269,6	270,4	273,3	276,2	278,0	280,5
Германия	268,7	268,9	269,6	272,7	275,8	277,8	280,4
Нидерланды	267,9	268,1	268,9	272,0	275,0	277,0	279,6
Бельгия	267,9	268,1	268,9	272,0	275,0	277,0	279,6
Испания	269,1	269,3	270,1	273,2	276,3	278,2	280,9
Великобритания	267,5	267,7	268,5	271,5	274,6	276,5	279,1
Франция	267,0	267,2	268,0	271,0	274,1	276,0	278,6
Ирландия	263,3	263,5	264,2	266,8	269,5	271,1	273,3
Высокий сценарий							
Турция	336,1	339,9	331,4	393,0	412,8	423,3	430,0
Финляндия	331,4	334,8	325,4	383,7	402,4	412,3	418,6
Греция	335,1	338,8	330,2	391,5	411,3	421,8	428,4

Продолжение таблицы А.1

Эстония	330,2	333,6	324,2	382,2	400,9	410,7	417,0
Швеция	331,1	334,8	325,9	386,3	405,7	416,0	422,6
Литва	328,9	332,3	322,7	380,4	399,0	408,7	415,0
Польша	328,9	332,3	322,7	380,4	399,0	408,7	415,0
Италия	336,4	340,0	330,9	390,6	409,8	420,0	426,5
Германия	335,6	339,4	330,9	392,4	412,3	422,8	429,5
Нидерланды	334,9	338,6	330,0	391,3	411,1	421,6	428,2
Бельгия	334,9	338,6	330,0	391,3	411,1	421,6	428,2
Испания	336,1	339,8	331,3	393,0	412,9	423,4	430,1
Великобритания	334,5	338,2	329,6	390,8	410,5	420,9	427,6
Франция	334,0	337,7	329,1	390,2	409,9	420,3	427,0
Ирландия	330,3	333,6	323,6	380,1	398,2	407,8	413,9

Таблица А.2 - Прогноз средних цен на рынках стран Европы, долл. / тыс. куб. м

Страна	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Низкий сценарий							
Турция	192,4	191,2	187,2	175,1	171,0	169,4	167,4
Финляндия	253,5	251,5	244,9	224,5	217,6	214,9	211,6
Греция	259,2	254,7	239,7	193,6	177,9	171,8	164,3
Эстония	223,7	221,6	214,6	193,0	185,6	182,7	179,2
Швеция	285,8	283,1	274,3	247,3	238,1	234,5	230,1
Литва	239,9	236,0	223,1	183,5	170,0	164,7	158,3
Польша	255,5	253,9	248,5	232,0	226,4	224,2	221,5
Италия	244,5	242,7	236,6	217,9	211,5	209,0	206,0
Германия	272,2	270,3	263,7	243,6	236,8	234,1	230,8
Нидерланды	205,9	204,4	199,5	184,4	179,2	177,2	174,8
Бельгия	216,4	214,3	207,1	185,1	177,7	174,7	171,2
Испания	259,2	257,4	251,3	232,6	226,2	223,7	220,7
Великобритания	240,1	238,8	234,6	221,7	217,4	215,6	213,5
Франция	268,6	267,0	261,6	245,0	239,3	237,1	234,4
Ирландия	276,1	274,3	268,3	250,1	243,9	241,5	238,5
Средний сценарий							
Турция	192,4	192,6	192,9	194,4	195,9	197,3	198,6
Финляндия	253,5	253,9	254,4	256,9	259,4	261,8	263,9
Греция	259,2	260,1	261,2	266,9	272,7	278,0	282,8
Эстония	223,7	224,1	224,7	227,3	230,0	232,6	234,8
Швеция	285,8	286,3	286,9	290,3	293,7	296,8	299,6
Литва	239,9	240,6	241,6	246,5	251,4	256,1	260,2
Польша	255,5	255,8	256,2	258,2	260,3	262,2	263,9
Италия	244,5	244,9	245,3	247,7	250,0	252,2	254,1
Германия	272,2	272,6	273,1	275,6	278,1	280,5	282,6

Продолжение таблицы А2

Нидерланды	205,9	206,2	206,5	208,4	210,3	212,1	213,6
Бельгия	216,4	216,8	217,4	220,1	222,8	225,4	227,7
Испания	259,2	259,6	260,0	262,3	264,7	266,9	268,8
Великобритания	240,1	240,4	240,7	242,3	243,9	245,4	246,7
Франция	268,6	268,9	269,3	271,4	273,5	275,4	277,1
Ирландия	276,1	276,4	276,8	279,1	281,4	283,5	285,4
Высокий сценарий							
Турция	192,4	194,1	199,2	217,9	224,0	227,7	229,7
Финляндия	253,5	256,4	265,0	296,4	306,6	312,8	316,3
Греция	259,2	265,8	285,3	356,4	379,5	393,6	401,4
Эстония	223,7	226,8	236,0	269,3	280,2	286,8	290,4
Швеция	285,8	289,7	301,1	342,8	356,3	364,6	369,2
Литва	239,9	245,6	262,3	323,5	343,3	355,5	362,2
Польша	255,5	257,9	264,8	290,3	298,5	303,6	306,4
Италия	244,5	247,2	255,1	284,0	293,4	299,2	302,3
Германия	272,2	275,1	283,6	314,7	324,8	330,9	334,3
Нидерланды	205,9	208,1	214,4	237,8	245,3	250,0	252,5
Бельгия	216,4	219,6	228,9	262,8	273,8	280,5	284,2
Испания	259,2	261,9	269,8	298,7	308,0	313,7	316,9
Великобритания	240,1	242,0	247,4	267,3	273,8	277,7	279,9
Франция	268,6	271,0	278,0	303,7	312,0	317,1	319,9
Ирландия	276,1	278,7	286,4	314,5	323,7	329,2	332,3

Таблица А.3 - Прогноз отклонения цен, долл. / тыс. куб. м

Страна	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Низкий сценарий							
Турция	9,8	9,1	-3,3	-0,6	5,0	5,0	4,7
Финляндия	-56,0	-55,7	-64,7	-51,6	-42,5	-41,1	-39,7
Греция	-58,0	-55,4	-56,7	-19,8	-2,6	1,9	7,2
Эстония	-27,4	-27,0	-35,5	-21,0	-11,3	-9,8	-8,1
Швеция	-88,6	-87,7	-95,0	-76,6	-65,6	-63,6	-61,3
Литва	-44,9	-42,7	-45,2	-12,5	3,4	7,3	12,0
Польша	-60,5	-60,5	-70,6	-61,0	-53,0	-52,2	-51,3
Италия	-42,1	-42,0	-51,8	-41,3	-33,0	-32,0	-31,0
Германия	-70,5	-70,5	-80,2	-69,5	-61,2	-60,1	-59,1
Нидерланды	-4,9	-5,3	-16,7	-10,8	-4,1	-3,7	-3,4
Бельгия	-15,5	-15,2	-24,3	-11,6	-2,5	-1,2	0,2
Испания	-57,1	-57,1	-67,4	-58,2	-50,3	-49,5	-48,7
Великобритания	-39,6	-40,2	-52,2	-48,5	-42,5	-42,4	-42,5
Франция	-68,5	-68,8	-79,6	-72,1	-64,8	-64,2	-63,7

Продолжение таблицы АЗ

Ирландия	-79,7	-79,5	-88,8	-76,6	-67,8	-66,6	-65,3
Средний сценарий							
Турция	76,8	76,8	77,3	78,8	80,4	80,9	82,3
Финляндия	10,9	10,7	11,0	11,2	11,5	10,8	11,1
Греция	8,9	8,2	7,9	5,3	2,6	-0,9	-3,1
Эстония	39,5	39,3	39,5	39,6	39,7	38,9	39,0
Швеция	-21,6	-21,9	-21,8	-22,2	-22,6	-23,9	-24,2
Литва	22,1	21,5	21,3	19,1	16,9	13,9	12,2
Польша	6,5	6,3	6,6	7,4	8,1	7,8	8,4
Италия	24,9	24,7	25,0	25,6	26,2	25,8	26,4
Германия	-3,6	-3,8	-3,5	-2,9	-2,3	-2,7	-2,2
Нидерланды	62,0	62,0	62,4	63,5	64,7	64,9	65,9
Бельгия	51,5	51,3	51,5	51,9	52,2	51,6	51,9
Испания	9,9	9,7	10,1	10,8	11,6	11,4	12,1
Великобритания	27,4	27,3	27,8	29,3	30,7	31,1	32,4
Франция	-1,6	-1,7	-1,3	-0,4	0,6	0,6	1,5
Ирландия	-12,7	-12,9	-12,7	-12,3	-11,9	-12,5	-12,1
Высокий сценарий							
Турция	143,8	145,8	132,1	175,1	188,8	195,7	200,3
Финляндия	77,9	78,4	60,4	87,2	95,8	99,5	102,3
Греция	75,9	73,0	44,9	35,1	31,8	28,2	27,1
Эстония	106,5	106,8	88,2	112,8	120,7	123,9	126,6
Швеция	45,4	45,1	24,8	43,5	49,4	51,4	53,4
Литва	89,0	86,7	60,4	56,9	55,6	53,3	52,8
Польша	73,4	74,4	57,9	90,1	100,4	105,1	108,6
Италия	91,9	92,7	75,8	106,6	116,4	120,8	124,1
Германия	63,4	64,2	47,2	77,7	87,5	91,9	95,2
Нидерланды	129,0	130,5	115,6	153,6	165,8	171,6	175,7
Бельгия	118,5	119,0	101,2	128,6	137,3	141,1	144,0
Испания	76,8	77,9	61,5	94,4	104,9	109,7	113,2
Великобритания	94,4	96,2	82,2	123,5	136,7	143,2	147,7
Франция	65,4	66,7	51,0	86,5	97,9	103,2	107,1
Ирландия	54,2	54,9	37,3	65,5	74,6	78,5	81,5